



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Facultad de Ingeniería**

**Carrera de Ingeniería Eléctrica**

**Análisis de calidad de energía eléctrica de un sistema hospitalario “básico de segundo nivel” suministrado por la red convencional y su mejora mediante energía solar fotovoltaica.**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.**

**Autores:**

Milton Geovanny Lata Chuqui      CI: 0105688816

Correo electrónico: geovanny93@gmail.com

Andrés Ismael Sánchez Aucay      CI: 0105850945

Correo electrónico: andres.s5@hotmail.com

**Director:**

Ing. Wilson Fernando Mogrovejo León

CI: 0105058820

**Cuenca - Ecuador**

12-octubre-2020



**Resumen:** En la actualidad, es necesario desarrollar alternativas de generación eléctrica destinadas al aprovechamiento de recursos naturales que disminuyan la dependencia energética procedente de fuentes contaminantes. El presente trabajo propone alternativas de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica con el fin de solucionar los problemas de calidad de energía eléctrica en el Hospital San José de Taisha, ubicado en el cantón Taisha. Se realizó el análisis de Calidad de Energía en el centro hospitalario teniendo en cuenta la regulación ARCONEL No. 005/18 inciso 5.1.1 calidad del producto. El proyecto se fundamenta en la búsqueda de la viabilidad a nivel de prefactibilidad de la aplicación técnica de un sistema fotovoltaico como solución a los problemas de calidad de energía que presenta el centro hospitalario. Por lo que se dimensiona un sistema de generación fotovoltaica apoyándonos en la Regulación ARCONEL Nro. 003-18, denominada generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, se presentan varias alternativas técnicas para el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica. Para el análisis del potencial fotovoltaico en el sitio, se diseñó un circuito de recopilación de datos conformado por un ordenador de placa reducida Raspberry pi 3 y un sensor de radiación solar.

**Palabras claves:** Energías renovables no convencionales. Calidad de energía. Piranómetro. Estudio del centro hospitalario. Batería de flujo vanadio.



**Abstract:** At present, it is necessary to develop electricity generation alternatives aimed at taking advantage of natural resources that reduce energy dependence from polluting sources. The present work proposes alternatives to photovoltaic systems connected to the electrical network to solve the problems of electrical power quality in the San José de Taisha Hospital, located in the Taisha canton. The Energy Quality analysis was performed in the hospital center, taking into account the ARCONEL regulation No. 005/18 section 5.1.1 product quality. The project is based on the search for viability at the pre-feasibility level of the technical application of a photovoltaic system as a solution to the energy quality problems that the hospital center presents. Therefore, a photovoltaic generation system is dimensioned based on the ARCONEL Regulation No. 003-18, called photovoltaic generation for self-sufficiency of final consumers of electric energy; several technical alternatives are presented for the dimensioning of the photovoltaic generation system. For the analysis of the photovoltaic potential at the site, a data collection circuit was designed consisting of a Raspberry pi three single-board computer and a solar radiation sensor.

**Keywords:** Non-conventional renewable energies. Power quality. Pyranometer. Study of the hospital center. Vanadium flow battery.

## ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS .....	9
LISTA DE TABLAS.....	12
CAPÍTULO 1 – GENERALIDADES .....	19
1.1. INTRODUCCIÓN .....	19
1.2. ANTECEDENTES .....	20
1.3. OBJETIVOS .....	21
1.3.1. Objetivos Generales. ....	21
1.3.2. Objetivos Específicos .....	21
1.4. JUSTIFICACIÓN .....	21
1.5. ALCANCE. ....	22
CAPÍTULO 2 - ESTADO DEL ARTE .....	23
2.1. FUENTES DE ENERGÍA .....	23
2.1.1. Fuentes de energía convencional.....	23
2.1.2. Fuentes de energía no convencional.....	23
2.2. LA ENERGÍA SOLAR.....	24
2.2.1. La radiación solar. ....	24
2.2.2. Distribución espectral de la radiación solar. ....	26
2.2.3. Astronomía de la posición del sol. ....	27
2.2.4. Ángulo de incidencia de radiación solar .....	29
2.2.5. Irradiancia e irradiación solar.....	30
2.2.6. Constante solar.....	31
2.2.7. Radiación incidente en la superficie de la Tierra. ....	32
2.2.8. Medición de la radiación solar. ....	32
2.2.9. Modelos de estimación de la radiación solar .....	36
2.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. ....	38
2.3.1. Energía solar fotovoltaica en el mundo.....	38
2.3.2. Tipos de células fotovoltaicas.....	41
2.3.3. Instalaciones fotovoltaicas.....	44
2.3.4. Desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el Ecuador.....	49
2.4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (SAE). ....	51
2.4.1. Introducción a los SAE. ....	51





2.4.2. Características de la electricidad que generan la necesidad del mercado del SAE.....	52
2.4.3. La electricidad y los sistemas de almacenamiento de energía.....	53
2.4.4. Almacenamiento según su aplicación.....	58
2.4.5. Almacenamiento por su peso y tamaño.....	59
2.4.6. Almacenamiento por su costo.....	59
2.4.7. Almacenamiento según su desarrollo.....	60
2.4.8. Tecnologías de almacenamiento.....	61
2.5. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS BATERÍAS DE FLUJO DE VANADIO REDOX.....	67
2.5.1. Introducción.....	67
2.5.2. Descripción de las baterías de flujo de vanadio REDOX.....	68
2.5.3. Principio electroquímico de las baterías de flujo de vanadio REDOX.....	69
2.5.4. Esquema de una batería de flujo de vanadio REDOX.....	71
2.5.5. Pila de celdas de una batería de flujo de vanadio REDOX.....	72
2.5.6. Rendimiento de una batería de flujo de vanadio REDOX.....	75
2.6. CALIDAD DE ENERGIA.....	77
2.6.1. Analizador de energía eléctrica.....	77
2.6.2. Armónicos.....	77
2.6.3. Eventos.....	77
2.6.4. Interrupción.....	77
2.6.5. Hueco de tensión.....	78
2.6.6. Parpadeo (Flicker).....	79
2.7. NORMATIVAS INTERNACIONALES Y NACIONALES UTILIZADAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	79
2.7.1. Regulación Nro. ARCONEL 005/18 y Resolución Nro. ARCONEL 053/18.....	79
2.7.2. Regulación ARCONEL 004/14.....	83
2.7.3. Regulación CONELEC 006-00 Procedimientos de despacho y operación.....	84
2.7.4. Regulación Nro. ARCONEL – 003/18.....	84
2.7.5. Resolución Nro. ARCONEL 057-18.....	89
2.7.6. Regulación: Marco normativo para la participación de la generación distribuida.....	89
2.7.7. Normativa IEEE Std 519-2014.....	91



2.7.8. Normativa IEEE Std 929-2000.....	92
CAPÍTULO 3 – METODOLOGÍA.....	95
3.1. UBICACIÓN, INFRAESTRUCTURA E INFORMACIÓN DEL CENTRO HOSPITALARIO.....	95
3.1.1. Introducción. ....	95
3.1.2. Sector eléctrico en el cantón Taisha.....	95
3.1.3. Tipo de centro hospitalario. ....	98
3.1.4. Información del centro hospitalario. ....	100
3.1.5. Inventario de equipos eléctricos del centro hospitalario. ....	102
3.1.6. Sistema de respaldo del centro hospitalario. ....	104
3.2. ANALISIS DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN CAMPO.....	105
3.2.1. Piranómetro CMP3. ....	105
3.2.2. Esquema de conexión del piranómetro CMP3. ....	106
3.2.3. Pruebas del piranómetro CMP3.....	109
3.2.4. Datos de irradiancia obtenidos del sitio. ....	117
3.2.5. Hora solar pico (HSP).....	118
3.2.6. Medición de temperatura en el sitio.....	119
3.2.7. Analizador de redes Fluke 435 Series II. ....	120
3.2.8. Calidad de suministro eléctrico. ....	121
3.2.9. Calidad de producto.....	122
3.3. ANALISIS DE CALIDAD DE PRODUCTO EN EL CENTRO HOSPITALARIO.....	123
3.3.1. Características generales y técnicas del hospital. ....	123
3.3.2. Nivel de Voltaje.....	123
3.3.3. Análisis de severidad de flicker de corta duración. ....	126
3.3.4. Distorsión Armónica De Voltaje. ....	131
3.3.5. Curva de tolerancia a las variaciones de tensión.....	136
3.3.6. Desequilibrio de Carga. ....	137
3.3.7. Factor de potencia. ....	138
3.3.8. Frecuencia.....	140
3.4. VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA SUMINISTRADA.....	140
3.5. ENCUESTA DE PERCEPCIÓN CON RESPECTO AL SUMINISTRO DE ENERGIA ELÉCTRICA RECIBIDA Y CONOCIMIENTO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. ....	142

## CAPÍTULO 4 – DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO HIBRIDO 147

4.1. INTEGRACIÓN DE LOS ACTORES.....	147
4.1.1. Sistema hibrido.....	147
4.1.2. Conexionado de paneles solares.....	149
4.1.3. El inversor.....	151
4.1.4. Las baterías.....	152
4.2. RECURSO SOLAR DEL SITIO.....	154
4.3. DEMANDA ENERGETICA DEL HOSPITAL. ....	155
4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	156
4.4.1. Caso 1 sistema fotovoltaico al 100%: .....	156
4.4.2. Caso 2 sistema fotovoltaico al 80%: .....	157
4.4.3. Caso 3 sistema fotovoltaico al 60%: .....	157
4.5. ENERGIA REAL DIARIA.....	158
4.6. DIMENSIONAMIENTO DE LA CAPACIDAD NOMINAL PARA CADA CASO.....	162
4.7. CARACTERISTICAS DE LOS INVERSORES SELECCIONADOS PARA CADA UNO DE LOS CASOS. ....	163
4.7.1. Eficiencia de los inversores y pérdidas por efecto joule. ....	163
4.7.2. Inversor Caso 1. ....	163
4.7.3. Inversor Caso 2. ....	163
4.7.4. Inversor Caso 3. ....	164
4.8. DIMENSIONAMIENTO DEL NUMERO DE PANELES PARA CADA CASO. 164	
4.8.1. Máximo número de paneles por inversor.....	164
4.8.2. Máximo número de paneles por entrada MPPT. ....	165
4.9. CALCULO DE LAS COMBINACIONES DE PANELES EN SERIE Y PARALELO POR INVERSOR.....	165
4.9.1. Efecto de la temperatura en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. 165	
4.9.2. Número máximo de módulos en serie. ....	166
4.9.3. Número mínimo de paneles en Serie. ....	167
4.9.4. Número máximo de ramales en paralelo. ....	168
4.10. RESULTADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO PARA CADA CASO. 169	
4.11. DIMENSIONADO DE LAS BATERIAS.....	171



CAPÍTULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	174
5.1. CONCLUSIONES.....	174
5.2. RECOMENDACIONES .....	178
CAPÍTULO 6 .....	179
6.1. ANEXO 1.- Resumen de resultados de los armónicos Individuales de voltaje.....	185
6.2. ANEXO 2.- Cálculos dimensionamiento sistema fotovoltaico .....	192
6.2.1. Cálculos Energía real diaria.....	192
6.2.2. Cálculos Factor de planta: .....	192
6.2.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico Caso 1: 100% de la energía demandada.....	193
6.2.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico Caso 2: 80% de la energía demandada.....	199
6.2.5. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico Caso 3: 60% de la energía demandada.....	205
6.3. ANEXO 3.- Fotografías del sitio. ....	211
6.4. ANEXO 4.- Hoja de datos de los inversores. ....	213
6.5. ANEXO 5.- Hoja de datos del panel .....	219
6.6. ANEXO 6.- Encuesta.....	222

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.2.1 Mapa de irradiación solar global.....	26
Figura 2.2.2 Distribución del espectro electromagnético de la radiación solar. ....	27
Figura 2.2.3 Movimiento y posición de la Tierra alrededor del Sol. ....	28
Figura 2.2.4 Declinación solar. ....	28
Figura 2.2.5 Relaciones angulares entre el incidente de la radiación solar sobre una superficie. ....	29
Figura 2.2.6 Piranómetro.....	33
Figura 2.2.7 Elementos del piranómetro.....	34
Figura 2.2.8 Pirheliómetro. ....	34
Figura 2.2.9 Elementos del pirheliómetro. ....	36
Figura 2.3.1 Planta Solar del Desierto de Tengger.....	39
Figura 2.3.2 Planta Hidro-solar de Longyangxia.....	40
Figura 2.3.3 Ultra Mega Parque Solar de Kurnool.....	40
Figura 2.3.4 Célula de silicio monocristalino. ....	42
Figura 2.3.5 Célula de silicio policristalino.....	43
Figura 2.3.6 Célula de silicio amorfo. ....	44
Figura 2.3.7 Constitución de un panel solar fotovoltaico. ....	45
Figura 2.3.8 Sistema fotovoltaico aislado. ....	46
Figura 2.3.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.....	47
Figura 2.3.10 Sistema fotovoltaico de autoconsumo. ....	48
Figura 2.3.11 Insolación Global Promedio del Ecuador.....	50
Figura 2.4.1 Comparación de curvas de cargas diarias. ....	53
Figura 2.4.2 Curva de carga tipo residencial. ....	54
Figura 2.4.3 Curva de carga del tipo comercial. ....	54
Figura 2.4.4 Curva de carga industrial tipo proceso de fabricación constante ....	55
Figura 2.4.5 Relación de potencia vs energía específica. ....	58
Figura 2.4.6 Aplicaciones de las tecnologías de SAE. ....	58
Figura 2.4.7 Almacenamiento por el peso y tamaño ....	59
Figura 2.4.8 Almacenamiento debido al costo.....	60
Figura 2.4.9 Tipos de tecnologías según su desarrollo. ....	61
Figura 2.4.10 Modelo de almacenamiento mediante aire comprimido ....	62
Figura 2.4.11 Modelo de almacenamiento mediante volante de inercia.....	63
Figura 2.4.12 Una central hidráulica de bombeo típica. ....	64
Figura 2.5.1 Batería de flujo REDOX.....	68
Figura 2.5.2 Principio electroquímico de Baterías de Flujo de Vanadio REDOX..	70
Figura 2.5.3 Esquema de una Batería de Flujo de Vanadio REDOX. ....	71
Figura 2.5.4 Esquema de una pila de celdas de una Batería de Flujo de Vanadio REDOX.....	73
Figura 2.5.5 Esquema de una pila Horizontal de una VRFB. ....	74
Figura 2.5.6 Esquema de un stack Vertical de una VRFB.....	74
Figura 2.7.1 Balance neto. ....	86
Figura 3.1.1 Ubicación del Cantón Taisha - Morona Santiago .....	96
Figura 3.1.2 Potencia solar fotovoltaica instalada en el canton Taisha. ....	97
Figura 3.1.3 Ubicación del Centro Hospitalario de Taisha San José.....	100

Figura 3.1.4 Hospital básico de segundo nivel - San José de Taisha .....	102
Figura 3.1.5 Alternador sincrónico sin escobillas Modelo: LG22YD1 .....	104
Figura 3.2.1 Sensor Piranómetro CMP3.....	105
Figura 3.2.2 Diagrama de conexión de la Raspberry Pi 3. ....	107
Figura 3.2.3 Esquema de conexión del piranómetro. ....	107
Figura 3.2.4 Diagrama RL en función de la tensión de funcionamiento. ....	108
Figura 3.2.5 Prueba básica del funcionamiento del piranómetro.....	109
Figura 3.2.6 Comparación de la curva de potencia de los paneles ubicados en el laboratorio de Balzay (Scada)Vs datos hexadecimales tomados por la Raspberry Pi 3. ....	110
Figura 3.2.7 Comparación de la curva de potencia de los paneles ubicados en el laboratorio de Balzay (Scada) Vs datos hexadecimales tomados por la Raspberry Pi 3 en un intervalo de tiempo. ....	110
Figura 3.2.8 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 26/02/2020.....	111
Figura 3.2.9 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 27/02/2020.....	111
Figura 3.2.10 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 28/02/2020 .....	112
Figura 3.2.11 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 29/02/2020 .....	112
Figura 3.2.12 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 01/03/2020 .....	113
Figura 3.2.13 Regresión lineal entre voltaje e irradiancia.....	114
Figura 3.2.14 Típicos valores de irradiancia.....	114
Figura 3.2.15 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 26/02/2020.....	115
Figura 3.2.16 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 27/02/2020.....	115
Figura 3.2.17 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 28/02/2020.....	116
Figura 3.2.18 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 29/02/2020.....	116
Figura 3.2.19 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 01/03/20.....	117
Figura 3.2.20 Comparación de la irradiancia diaria entre el piranómetro CMP3 y los datos de la NASA.....	118
Figura 3.2.21 Irradiancia e Irradiación.....	119
Figura 3.2.22 Medición de la Temperatura en la cubierta del hospital San José deTaisha.....	120
Figura 3.2.23 Elementos del analizador de calidad de energía (FLUKE).....	121
Figura 3.3.1 Histograma de Frecuencia Relativa del Nivel de Tensión de la Fase A. ....	125
Figura 3.3.2 Histograma de Frecuencia Relativa del Nivel de Tensión de la Fase B. ....	125

Figura 3.3.3 Histograma de Frecuencia Relativa del Nivel de Tensión de la Fase C.	125
Figura 3.3.4 Nivel de voltaje día lunes.....	126
Figura 3.3.5 Perfil de PST. ....	127
Figura 3.3.6 Voltaje mínimo Fase B. ....	128
Figura 3.3.7 Corriente máxima Fase B.....	129
Figura 3.3.8 Voltaje Mínimo y Pst - Fase B. ....	129
Figura 3.3.9 Corriente Max y Pst – Fase B.....	130
Figura 3.3.10 Diagrama de dispersión – Voltaje mínimo vs Pst (Fase B).....	130
Figura 3.3.11 Diagrama de dispersión - Corriente máxima vs Pst (Fase B).....	131
Figura 3.3.12 THDv Fase A.....	132
Figura 3.3.13 THDv Fase B.....	133
Figura 3.3.14 THDv Fase C.....	133
Figura 3.3.15 Grafica del desequilibrio de voltaje registrado en el hospital.....	135
Figura 3.3.16 Voltaje de la fase A.....	136
Figura 3.3.17 Curva ITIC. ....	137
Figura 3.3.18 Curva de demanda promedio diaria por fase. ....	138
Figura 3.3.19 Factor de potencia Total.....	139
Figura 3.3.20 Frecuencia presente en el Hospital. ....	140
Figura 4.1.1 Esquema ilustrativo para el conexionado de un sistema hibrido. ...	148
Figura 4.1.2 Esquema unifilar de sistema hibrido.....	148
Figura 4.1.3 Cargas principales del sistema hospitalario. ....	149
Figura 4.1.4 Conexionado en serie o paralelo de los paneles fotovoltaicos para obtener mayor corriente o mayor tensión. ....	149
Figura 4.1.5 Panel solar PEIMAR de silicio policristalino ....	150
Figura 4.1.6 Diferencia entre los diferentes tipos de onda generada por los inversores.....	152
Figura 4.1.7 CellCube FB 10 – 100 .....	153
Figura 4.3.1 Demanda diaria Hospital San José de Taisha.....	155
Figura 4.3.2 Curva de demanda del día martes. ....	156
Figura 4.4.1 Potencia máxima del día con mayor demanda energética. ....	156
Figura 4.4.2 80% Fotovoltaica y 20% de red convencional. ....	157
Figura 4.4.3 60% Fotovoltaica y 40% de red convencional. ....	158
Figura 4.5.1 Curva de potencia maxima medida. ....	160
Figura 4.11.1 Combinación de dos baterías de flujo de vanadio. ....	173



## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.4.1 Aplicaciones de los SAE.....	52
Tabla 2.4.2 Cargos tarifarios para el uso industrial en media tensión. ....	55
Tabla 2.7.1 Limite para el índice de nivel de voltaje .....	80
Tabla 2.7.2 Límites máximos de armónicos de voltaje. ....	81
Tabla 2.7.3 Límites máximos de armónicos de voltaje. ....	83
Tabla 2.7.4 Límites máximos de armónicos de voltaje. ....	84
Tabla 2.7.5 Límites de distorsión de voltaje. ....	92
Tabla 2.7.6 Límites para Índices de Distorsión Armónica Individual expresados en porcentajes de la tensión fundamental. ....	92
Tabla 2.7.7 Límites de distorsión recomendados en IEEE Std 519-1992.....	94
Tabla 3.1.1 Listado de equipos del hospital básico de Taisha-San José. ....	102
Tabla 3.1.2 Especificaciones eléctricas del alternador LG22YD1. ....	104
Tabla 3.1.3 Especificaciones mecánicas del alternador LEEGA LA215. ....	105
Tabla 3.2.1 Especificaciones del Piranómetro CMP3.....	106
Tabla 3.2.2 Hora solar pico. ....	119
Tabla 3.2.3 Mediciones para cada tipo de análisis de calidad de energía.....	123
Tabla 3.3.1 Características del hospital básico de Taisha- San José.....	123
Tabla 3.3.2 Nivel de voltaje de las fases A, B, C. ....	124
Tabla 3.3.3 Resumen del Nivel de Severidad de corta duración. ....	127
Tabla 3.3.4 Valores de Armónica individual de Voltaje y THDv.....	132
Tabla 3.3.5 Distorsión armónica total de voltaje en cada una de las fases. ....	134
Tabla 3.3.6 Resumen desequilibrio de voltaje. ....	135
Tabla 3.3.7 Resumen del factor de potencia. ....	139
Tabla 3.4.1 Resumen de los resultados de calidad de energía. ....	141
Tabla 4.1.1 Características del panel solar PEIMAR de silicio policristalino. ....	151
Tabla 4.1.2 Potencia disponible y capacidad de almacenamiento. ....	153
Tabla 4.2.1 Radiación solar en el sitio.....	154
Tabla 4.5.1 Energía para cada uno de los casos de estudio. ....	160
Tabla 4.6.1 Dimensionamiento de la capacidad nominal para los 3 casos. ....	162
Tabla 4.7.1 Características técnicas del inversor seleccionado para el Caso 1. ....	163
Tabla 4.7.2 Características técnicas del inversor seleccionado para el Caso 2. ....	164
Tabla 4.7.3 Características técnicas del inversor seleccionado para el Caso 3. ....	164
Tabla 4.9.1 Ramales en paralelo y paneles en serie por inversor. ....	169
Tabla 4.10.1 Dimensionado del sistema de generación fotovoltaico para cada uno de los casos. ....	171
Tabla 4.11.1 Combinaciones de módulos para dimensionar el almacenamiento. ....	172
Tabla 6.2.1 Armónicos Individuales Fase A. ....	185
Tabla 6.2.2 Armónicos Individuales Fase B. ....	187
Tabla 6.2.3 Armónicos Individuales Fase C. ....	190
Tabla 6.3.1 Tabla de características inversor. ....	195
Tabla 6.3.2 Tabla de características del inversor. ....	200
Tabla 6.3.3 Tabla de características del inversor. ....	205



## Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Milton Geovanny Lata Chuqui, autor del trabajo de titulación “Análisis de calidad de energía eléctrica de un sistema hospitalario “básico de segundo nivel” suministrado por la red convencional y su mejora mediante energía solar fotovoltaica”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 12 de octubre de 2020



Milton Geovanny Lata Chuqui

C.I: 0105688816



## Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Andrés Ismael Sánchez Aucay, autor del trabajo de titulación “Análisis de calidad de energía eléctrica de un sistema hospitalario “básico de segundo nivel” suministrado por la red convencional y su mejora mediante energía solar fotovoltaica”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 12 de octubre de 2020

Andrés Ismael Sánchez Aucay

C.I: 0105850945



## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Milton Geovanny Lata Chuqui en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Análisis de calidad de energía eléctrica de un sistema hospitalario “básico de segundo nivel” suministrado por la red convencional y su mejora mediante energía solar fotovoltaica”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 12 de octubre de 2020

Milton Geovanny Lata Chuqui

C.I: 0105688816



## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Andrés Ismael Sánchez Aucay en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Análisis de calidad de energía eléctrica de un sistema hospitalario “básico de segundo nivel” suministrado por la red convencional y su mejora mediante energía solar fotovoltaica”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 12 de octubre de 2020

---

Andrés Ismael Sánchez Aucay

C.I: 0105850945



## **AGRADECIMIENTOS**

En el presente trabajo de titulación le dedico principalmente a Dios por darme fuerzas para continuar en este proceso de formación y obtener uno de los anhelos propuestos.

A mi madre Rosa María con su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ti he logrado convertirme en lo que soy. Es un orgullo y el mejor de los privilegios ser tu hijo, eres la mejor madre.

A mi hermana Alexandra por estar siempre presente, acompañándome y por el apoyo moral que me has brindado a lo largo de nuestras vidas.

Y finalmente a mi hijo Mathias, sé que posiblemente en este momento no entiendas mis palabras, pero cuando seas capaz quiero que te des cuenta de lo mucho significas para mí.

**Milton Lata**

A mi familia por confiar en mí, gracias por ser parte de mi vida y permitirme ser parte de su orgullo.

Al ingeniero Fernando Mogrovejo director de este proyecto, gracias a su apoyo permitió el desarrollo de este trabajo de titulación.

A mis amigos y compañeros de aula ya que gracias al compañerismo, amistad y apoyo moral han aportado en un alto porcentaje a mis ganas de seguir adelante en mi carrera profesional.

A Gaby por estar conmigo incluso en los momentos más turbulentos de mi vida, que con sus palabras de aliento siempre encontró la forma de darme fuerzas para seguir adelante.

**Andrés Sánchez**



## DEDICATORIA

A mi madre Rosa y hermana Alexandra que siempre me apoyaron incondicionalmente, mucho de mis logros se los debo a ustedes.

**Milton Lata**

A mis queridos padres Rubén y Luz, que me han forjado como la persona que soy, y han dedicado su tiempo y esfuerzo para que alcance mis logros.

A mis hermanos John, Katherine y Daniel que me han sabido brindar el apoyo necesario en los momentos difíciles de mi vida.

A Gaby que con su amor me da las fuerzas para seguir adelante y me inspira a mejorar como persona todos los días.

**Andrés Sánchez**

## CAPÍTULO 1 – GENERALIDADES

### 1.1.INTRODUCCIÓN

Según las estadísticas de IRENA 2018 en el mundo se tiene una capacidad instalada de 385.674 MW de energía solar fotovoltaica del cual el principal productor a nivel mundial es China con una capacidad de 205.7 GW, mientras que Ecuador según la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) en el año 2018 se tiene una capacidad instalada de 26.45 MW de energía solar fotovoltaica. Pues este tipo de energía, tendiendo a ser una de las más utilizadas en sistemas aislados en la actualidad, utiliza la energía del sol para producir electricidad a través de fuentes no contaminantes y renovables permitiendo que localidades que se encuentren apartadas de las redes convencionales puedan acceder al servicio de energía eléctrica.

Debido a la continua demanda de energía eléctrica, sobre todo en lugares de difícil acceso y a las largas distancias para disminuir las pérdidas y mejorar la calidad de energía en comunidades de la Amazonía Ecuatoriana (como por ejemplo Taisha), en las cuales se pueden presentar perturbaciones rápidas de voltaje, que pueden convertirse en factores críticos para la seguridad de pacientes internados en las casas de salud, se lleva a cabo el análisis de la calidad de energía del Hospital Básico San José de Taisha, correspondiente al segundo nivel de atención de salud que pertenece a Ministerio de Salud Pública.

La calidad en el suministro de energía eléctrica es importante, el mismo está definido en estándares nacionales e internacionales y en el caso del Ecuador tiene como norma principal de cumplimiento obligatorio a la regulación ARCONEL No. 004655/18, aunque esta no hace referencia a casos específicos de hospitales básicos de segundo nivel, considerando que en los hospitales, un alto número de equipos desempeñan funciones vitales y se alimentan de energía eléctrica de alta calidad, es necesario analizar los requerimientos energéticos de los hospitales y su dependencia del sistema eléctrico.

En el caso de un hospital básico de segundo nivel, el hecho de encontrarse en lugares de difícil acceso a las redes eléctricas implica altos requerimientos de calidad del servicio eléctrico tanto del producto como del servicio técnico debido a que un suministro de energía inadecuado en un hospital y especialmente en las áreas consideradas críticas, puede significar consecuencias en la salud de las personas hospitalizadas.

Con el objeto que los sistemas a implementar permitan garantizar un suministro eléctrico continuo y confiable este trabajo de titulación se fundamenta en los aspectos considerados en la regulación ARCONEL No. 005/18 respecto a la Calidad del producto, complementando con la normativa internacional.

Se analizará la utilización de una fuente de energía no convencional renovable (paneles solares fotovoltaicos), complementada con sistemas de almacenamiento y generación auxiliar, con la cual se busca solucionar los problemas de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el hospital básico de segundo nivel, mediante esta generación distribuida. El cual se realizará mediante el uso de *una fuente renovable “paneles solares, convertidores, y sistemas de almacenamiento” la misma que proveerá de energía eléctrica* en horas valle y para las horas pico se usará la energía renovable en conjunto con la convencional (la red), respaldados por un sistema electrógeno que ayudará a brindar una continuidad de servicio.

## **1.2. ANTECEDENTES**

El hospital básico de segundo nivel San José de Taisha se encuentra en un lugar de difícil acceso y para el suministro de energía eléctrica dispone únicamente de una red radial que va desde la ciudad de Macas a Taisha. En caso de existir fallas en el sistema de suministro, no se debería suspender el servicio de energía eléctrica, en especial a las áreas que son más críticas.



### 1.3. OBJETIVOS

#### 1.3.1. Objetivos Generales.

Analizar la calidad de energía existente en el centro hospitalario San José de Taisha y la confiabilidad del sistema mediante energía solar fotovoltaica para un centro hospitalario rural.

#### 1.3.2. Objetivos Específicos

- Conocer la normativa de la calidad de energía eléctrica en el sistema hospitalario del país.
- Encontrar cual es la situación actual de la calidad de energía en el sitio.
- Conocer el funcionamiento de un sistema solar y su sistema de almacenamiento para mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en el hospital básico de segundo nivel.
- Análisis de sistema fotovoltaico en campo.

### 1.4. JUSTIFICACIÓN

El sistema eléctrico interconectado del país, dispone de circuitos con características particulares determinados por la geografía donde están localizadas. En el Ecuador *con cuatro regiones bien definidas “Costa, Sierra, Oriente y Región Insular”, la interconexión en zonas con baja densidad de población en grandes extensiones de territorio requiere redes eléctricas con grandes longitudes (decenas de kilómetros).* Esta situación afecta la calidad del suministro eléctrico, presentando deficiencias que pueden ser de importancia cuando se trata del suministro de centros de salud en estas regiones.

Específicamente en zonas como Taisha (Oriente Ecuatoriano) ante fallas en el suministro eléctrico se plantean soluciones que servirán como base para un futuro estudio de factibilidad acerca de la implementación de tecnologías alternativas en los sectores que tienen un difícil acceso al suministro eléctrico. El estudio técnico tiene como finalidad la búsqueda de la viabilidad a nivel de prefactibilidad de la

aplicación técnica de un sistema fotovoltaico como solución a los problemas de calidad de energía que presenta el Hospital San José de Taisha.

En el presente trabajo se lleva a cabo el análisis del consumo eléctrico y calidad de energía que presenta el centro hospitalario, además de contar con mediciones de irradiancia y temperatura en campo.

### **1.5. ALCANCE.**

Se revisan la normativa nacional e internacional referente a la calidad de energía. Se lleva a cabo el análisis de calidad de energía del centro hospitalario de segundo nivel San José de Taisha, además realizar el dimensionamiento de un sistema de generación suministrado por una fuente de energía no convencional renovable (SFV) con sistemas de almacenamiento, el que trabajará en conjunto con la red eléctrica.

## CAPÍTULO 2 - ESTADO DEL ARTE

### 2.1. FUENTES DE ENERGÍA

#### 2.1.1. Fuentes de energía convencional.

Se denominan fuentes de energía convencional a aquellas que son de uso frecuente o común alrededor del mundo para producir energía eléctrica. Las primeras fuentes fueron a partir de plantas hidroeléctricas y térmicas a base de combustibles fósiles: carbón, gas natural, petróleos o derivados, las cuales empezaron el desarrollo de la producción de electricidad [1].

Debido al avance tecnológico ya es posible que las fuentes de energía convencionales puedan producir desde cientos hasta miles de megavatios (MV) de energía eléctrica por lo que se puede transmitir en grandes cantidades y a largas distancias para llegar a puntos que antes eran lejanos e inaccesibles. Es por esta razón que alrededor del mundo actualmente se utilizan este tipo de fuentes para producir energía eléctrica, con tecnologías en desarrollo para tener un impacto menor al medio ambiente [1].

#### 2.1.2. Fuentes de energía no convencional.

Se refieren a fuentes de energía que no son muy comunes y cuyo uso es un tanto limitado ya que sus costos de producción son elevados y su forma de obtención son difíciles en el mundo. A pesar que se iniciaron conjuntamente con las fuentes de energía convencionales, no fueron una prioridad en ese entonces, ya que existían fuentes que eran consideradas más factibles y con un costo de producción menor, pero se plantearon la necesidad de encontrar fuentes de energía eléctrica alternativas que tengan menor impacto ambiental, aunque significaban una mayor inversión [1].

Este tipo de energías son denominadas como energías limpias, verdes, amigables con el medio ambiente, o más ampliamente, conocidas como energías que no implican la quema de combustibles fósiles de ninguna derivación. Entre éstas

tenemos fuentes de energía solar (fotovoltaica y térmica), eólica, biomasa, geotérmica, mareomotriz y nuclear [1].

Durante la última década las fuentes de energía no convencionales como la fotovoltaica y eólica han llegado a tener un gran desarrollo que ayuda a ser menos dependientes de las fuentes de energía de origen fósil, llegando a representar una alternativa de producción de energía eléctrica con un impacto ambiental mínimo, y cada vez más barato [1].

## **2.2. LA ENERGÍA SOLAR**

Hace algunas décadas se pensaba que la energía obtenida de la radiación solar no sustituirá a la obtenida mediante combustibles convencionales debido principalmente a la ausencia de recursos técnicos y de interés en la investigación sobre la energía solar y, probablemente, por el poco compromiso con el medio ambiente y los recursos naturales [2].

En la actualidad se conoce que el Sol es una gran fuente de energía que no ha sido aprovechada en su totalidad. Si bien, se han logrado desarrollar tecnologías que son capaces de aprovechar la radiación solar de forma que pueda ser competitiva con los combustibles convencionales que se ocupan en su mayoría en la producción de energía [2]. Existen principalmente tres tipos o maneras de aprovechar la energía solar [3]:

- Fotovoltaica, es aquella en la que se transforman los rayos en electricidad mediante la aplicación de paneles solares.
- Fototérmica, es aquella en la que se aprovecha el calor a través de la utilización de colectores solares.
- Termoeléctrica, la cual es la que transforma el calor en energía eléctrica de manera indirecta.

### **2.2.1. La radiación solar.**

La radiación solar se puede definir como la energía radiante que es emitida por el Sol en el espacio, y se genera debido a las reacciones termonucleares de fusión

producidas en el núcleo solar que dan como resultado la radiación electromagnética en varias frecuencias y longitudes de onda. En pocas palabras, la radiación solar es la transferencia de energía mediante ondas electromagnéticas. Debido al espacio interplanetario, no se necesita de algún medio para que las ondas se propaguen, llegando así a una velocidad de propagación igual al de la velocidad de la luz, 299.792 km/s [4].

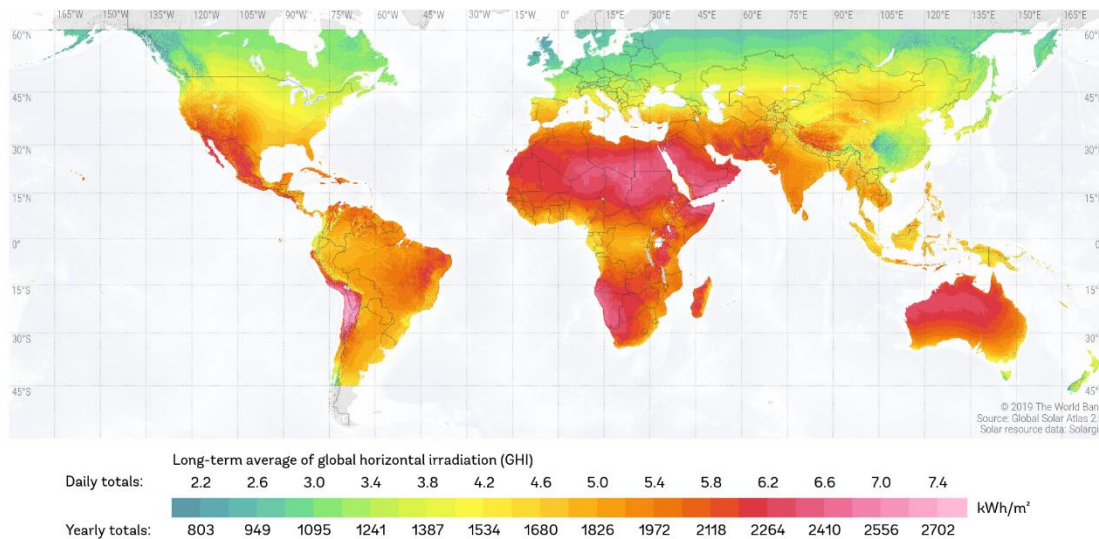
También se puede definir los componentes de radiación solar que se encuentran presentes en el proceso de radiación:

- **Radiación solar incidente:** también conocida como radiación directa, es la que proviene directamente del sol sin sufrir cambios de dirección. La cantidad máxima de radiación solar incidente se obtiene mediante una incidencia perpendicular en la superficie. Además de acuerdo con la Ley de Lambert, la cantidad de radiación incidente sobre una superficie es directamente proporcional al coseno del ángulo de incidencia en dicha superficie [4].
- **Radiación solar difusa:** también se la conoce como radiación solar indirecta y esta representa la cantidad o porción de radiación solar que durante su trayecto haya golpeado al menos una partícula de gas atmosférico presente en nuestro planeta, cambiando así el ángulo de incidencia, pero que llega a alcanzar la superficie terrestre de todas maneras [4].
- **Radiación solar reflejada:** es una fracción de la radiación solar incidente que es reflejada desde la superficie de la Tierra debido a un efecto conocido como albedo. Este efecto tiene un coeficiente de reflexión  $c$  que varía entre 0 y 1 expresándose como un porcentaje. El planeta Tierra tiene un coeficiente de reflexión promedio del 40% es decir  $c=0.4$  [4].
- **Radiación solar global:** es la fracción de radiación solar incidente que es absorbida por la superficie de la Tierra, lo cual ayuda al calentamiento del planeta [4].

El planeta Tierra recibe aproximadamente 174 Peta vatios cuadrados ( $PW^2$ ) de radiación solar incidente en la atmósfera, de los cuales el 30% regresa al espacio.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** podemos observar una a

proximada distribución de irradiación solar sobre la corteza terrestre del planeta Tierra [1].



*Figura 2.2.1 Mapa de irradiación solar global.  
Fuente: ESMAP [5].*

La concentración de radiación varía de acuerdo a varios factores como la hora del día, condiciones atmosféricas, latitud, etc. La radiación es aprovechable en sus componentes de radiación incidente y difusa, o la suma de ambos. La radiación incidente puede reflejarse y ser concentrada para su utilización, no siendo de igual manera la radiación difusa, ya que proviene de todas las direcciones y no puede concentrar la luz en un solo punto. Teniendo así que el mejor aprovechamiento del recurso de la radiación solar es en los lugares en donde se pueda concentrar la radiación de luz emitida por el Sol [1].

### 2.2.2. Distribución espectral de la radiación solar.

La radiación electromagnética puede ordenarse en un espectro de diferentes longitudes de onda, como se muestra en la Figura 2.2.2, en donde se tiene que el Sol emite una energía en forma de radiación de onda corta que se concentra principalmente en la banda de ultravioleta, la banda visible y cercano a la banda de infrarrojo, teniendo longitudes de onda entre 0.2 y 3  $\mu m$  (micrómetros). A cada región le corresponde un porcentaje del total de energía, un 7% al ultravioleta, un 47.3% al visible y un 45.7% al infrarrojo [6].

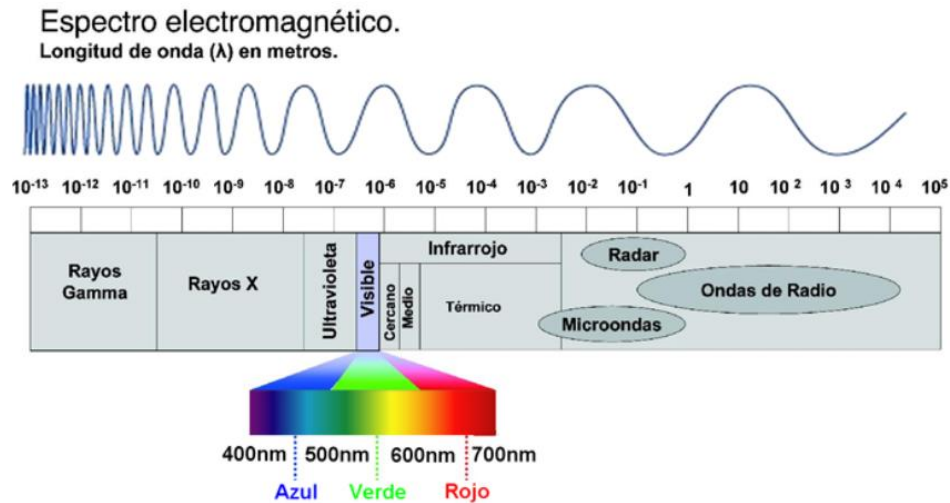


Figura 2.2.2 Distribución del espectro electromagnético de la radiación solar.  
Fuente: Proteccioncivil.es [6].

### 2.2.3. Astronomía de la posición del sol.

El Sol está en el centro del sistema solar, se encuentra separado a una distancia de aproximadamente de  $149.46 \times 10^6$  km del planeta Tierra, valor que es conocido como Unidad Astronómica (U.A.). La luz que emite el Sol se tarda 8 minutos y 19 segundos en recorrer esa distancia. La órbita de la Tierra describe un movimiento elíptico con uno de sus extremos un poco más cerca del Sol y con una excentricidad de 1.7% [6]. La posición angular de la Tierra en su órbita alrededor del Sol se puede obtener mediante la ecuación 1:

$$a = \frac{2\pi (nd - 1)}{365} \quad (1)$$

Donde:

$a$  Posición angular de la Tierra.

$nd$  Número del día del año.



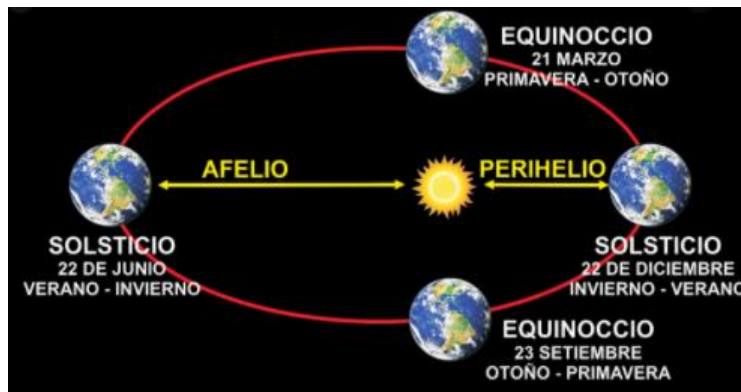


Figura 2.2.3 Movimiento y posición de la Tierra alrededor del Sol.  
Fuente: Proteccioncivil.es, Imagen tomada de [6].

En la Figura 2.2.3 se observa la posición angular  $\alpha$  de la Tierra en la órbita alrededor del Sol. Cuando  $\alpha = 0^\circ$  la Tierra se encuentra más cercana al Sol, este fenómeno se conoce como Perihelio, el cual ocurre en enero y tiene una distancia al Sol aproximadamente de  $0.983 \text{ U.A.} = 147.5 \times 10^6 \text{ km}$ . Mientras que cuando  $\alpha = 180^\circ$  la Tierra se encuentra más alejada del Sol, este fenómeno se conoce como Afelio, esto ocurre en el mes de julio y tiene una distancia al Sol aproximadamente de  $1.017 \text{ U.A.} = 152.6 \times 10^6 \text{ km}$  [6].

Analizando el movimiento de rotación y translación terrestre se puede encontrar su eje de rotación respecto al plano de traslación alrededor del Sol el cual es de  $23.45^\circ$ , conocido como ángulo de declinación solar ( $\delta$ ).

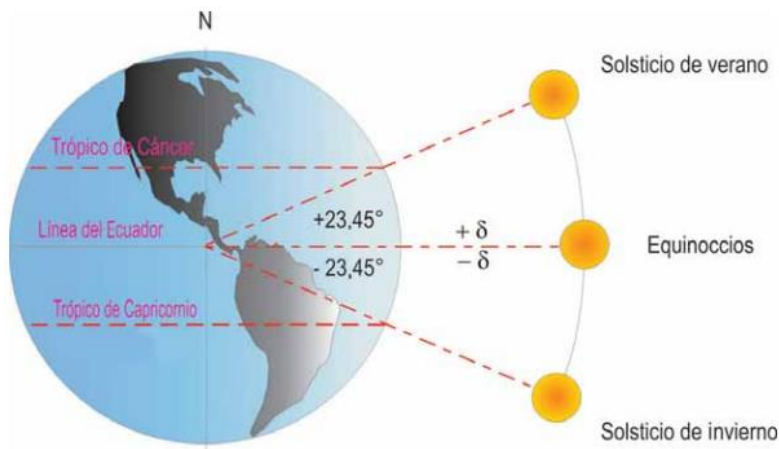


Figura 2.2.4 Declinación solar.  
Fuente: Elaboración Propia, Imagen tomada de [6].



#### 2.2.4. Ángulo de incidencia de radiación solar

El ángulo de incidencia de radiación solar es un factor muy útil, debido a que se puede obtener un cálculo relativamente simple de la incidencia de radiación solar sobre una superficie y se obtiene entre la normal de la superficie y los rayos del Sol. En la Figura 2.2.5 se observa las relaciones angulares entre el incidente de la radiación solar directa sobre una superficie [7]:

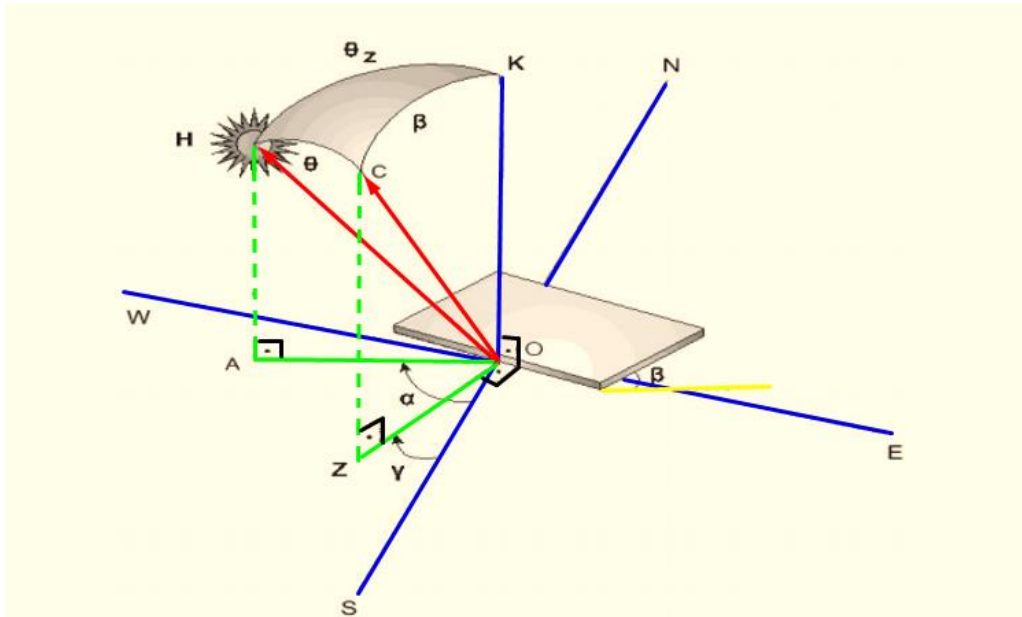


Figura 2.2.5 Relaciones angulares entre el incidente de la radiación solar sobre una superficie.  
Fuente: Elaboración Propia, Imagen tomada de [7].

En la Figura 2.2.5, KO es la normal a la superficie horizontal, CO es la normal a la superficie inclinada y OZ es la proyección horizontal de la normal a la superficie inclinada, de donde aplicando la regla de los cosenos en el triángulo esférico HKC, para el ángulo de incidencia solar  $\theta$  se tiene [7]:

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \cos(\theta_z) + \sin(\beta) \sin(\theta_z) \cos(\alpha - \gamma) \quad (2)$$

En donde:

- $\theta$ : ángulo de incidencia solar.
- $\beta$ : ángulo de inclinación de la superficie.
- $\theta_z$ : ángulo cenital.
- $\alpha$ : ángulo acimutal solar.

- $\gamma$ : ángulo de acimut superficial

El ángulo de incidencia en función de: inclinación ( $\beta$ ), declinación ( $\delta$ ), latitud ( $\phi$ ) y ángulo de hora ( $\omega$ ) viene dado por:

$$\begin{aligned}\cos(\theta) = & \sin(\delta) [\sin(\phi) \cos(\beta) - \cos(\phi) \sin(\beta) \cos(\gamma)] \\ & + \cos(\delta) \cos(\omega) [\cos(\phi) \cos(\beta) + \sin(\phi) \sin(\beta) \cos(\gamma)] \\ & + \cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\gamma) \sin(\omega)\end{aligned}\quad (3)$$

En donde:

- $\delta$ : ángulo de declinación solar.
- $\phi$ : ángulo de latitud.
- $\omega$ : ángulo de hora.

Si la superficie es hacia el Ecuador ( $\gamma = 0$ ), se tiene [7]:

$$\cos(\theta) = \sin(\phi - \beta) \sin(\delta) + \cos(\phi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (4)$$

#### 2.2.5. Irradiancia e irradiación solar

Para poder medir la radiación solar se utiliza la potencia y energía de la radiación, la cual llega a una determinada superficie, denominadas irradiancia e irradiación solar correspondientemente, las cuales se pueden definir como [8]:

- **Irradiancia:** es la potencia o radiación que incide por cada unidad de superficie, además indica la intensidad de la radiación del Sol y sus unidades son Vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ) [8].
- **Irradiación:** es la suma de las irradiancia en un período determinado de tiempo, representando la cantidad de energía solar que es recibida durante un intervalo de tiempo, y sus unidades son Julios por metro cuadrado ( $J/m^2$ ) [8].

Para tener una aproximación óptima del cálculo de irradiación solar se deben considerar ciertas pérdidas como la orientación de la superficie, la resistencia al viento, acumulación de impurezas o nieve, etc. Para lo cual se aplica un coeficiente

de reducción de energía denominado *factor de irradiación (FI)*, se puede calcular con las siguientes expresiones [8] [9]:

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-4} a^2 \right] \quad \forall \quad 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (5)$$

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad \forall \quad \beta \leq 90^\circ \quad (6)$$

En donde:

- $FI$ : factor de inclinación.
- $\beta$ : inclinación real de la superficie.
- $\beta_{opt}$ : inclinación óptima de la superficie.
- $a$ : acimut de la superficie.

#### 2.2.6. Constante solar.

La constante solar significa la cantidad de energía solar que se recibe cuando la radiación solar incide la parte superior de la atmósfera de la Tierra por metro cuadrado en una superficie perpendicular y en una unidad de tiempo. Mediante la ayuda de satélites y han determinado que esta constante tiene un valor aproximado de  $1366 \text{ W/m}^2$  [9]. Esta constante incluye todos los tipos de radiación, no únicamente la visible, y para calcularla basta con dividir el flujo energético que emite el sol, teniendo en cuenta la relación de área de la superficie del Sol, y la sección transversal de la Tierra [9]:

$$K = \sigma T_s^4 \left( \frac{r_s}{a_o} \right)^2 = 1366 \frac{W}{m^2} \quad (7)$$

En donde:

$K$ : Constante solar.

$T_s$ : Temperatura del Sol

$r_s$ : Radio solar.

$a_o$ : Unidad Astronómica.

### 2.2.7. Radiación incidente en la superficie de la Tierra.

La radiación solar que incide sobre la atmósfera puede considerarse relativamente constante, mientras que la radiación solar incidente en la superficie de la Tierra se ve afectada debido a [10]:

- Efectos de tipo atmosféricos como absorción y dispersión
- Variaciones en la atmósfera debido a vapor de agua, nubes y contaminantes presentes.
- Posicionamiento o latitud del lugar de referencia.
- Hora del día y temporada anual.

Estos factores pueden afectar la potencia total recibida, la distribución espectral de la luz y principalmente en el ángulo con el que la luz incide a la superficie terrestre [10].

### 2.2.8. Medición de la radiación solar.

Es necesario para el diseño de algún sistema de generación fotovoltaica, conocer la cantidad de luz que se tiene disponible en un sitio establecido y en un tiempo dado. Se tienen dos métodos comunes para dicha medición, que son la *radiación solar* y la *insolación solar* [11]. La radiación solar es la densidad de potencia instantánea y sus unidades son  $kW/m^2$  y esta varía desde  $0 kW/m^2$  a  $1 kW/m^2$  a lo largo del día. Depende principalmente de la ubicación y el clima local. Esta medición consiste en medir la cantidad de radiación global y/o radiación incidente tomadas por períodos durante un día, utilizando un piranómetro (para medir la radiación global) y/o un pirheliómetro (para medir la radiación directa) [11].

- **Piranómetro:** es también conocido como solarímetro, es un instrumento meteorológico que se utiliza para medir la radiación solar incidente sobre una parte de la superficie terrestre. Su sensor se basa en un elemento de detección térmica pasiva llamado termopila el cual aumenta su temperatura debido a la radiación absorbida por el recubrimiento superficial negro del

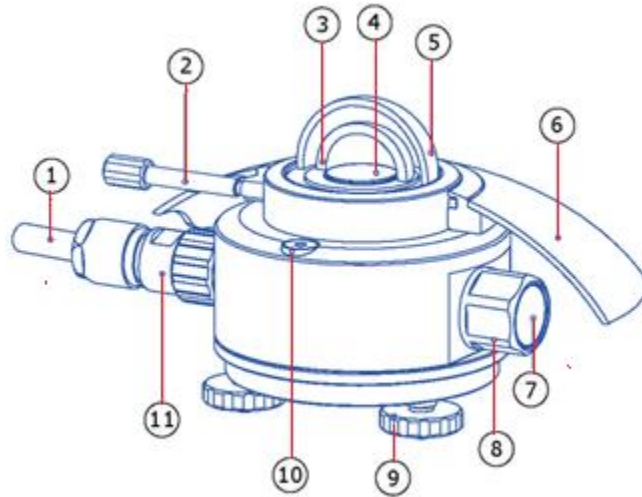
sensor, este calor generado atraviesa una resistencia térmica hacia el disipador térmico. La variación de temperatura que atraviesa la resistencia térmica se convierte en voltaje como función lineal de la irradiancia solar absorbida [12].



*Figura 2.2.6 Piranómetro.  
Fuente: Kippzone, Imagen tomada de [13].*

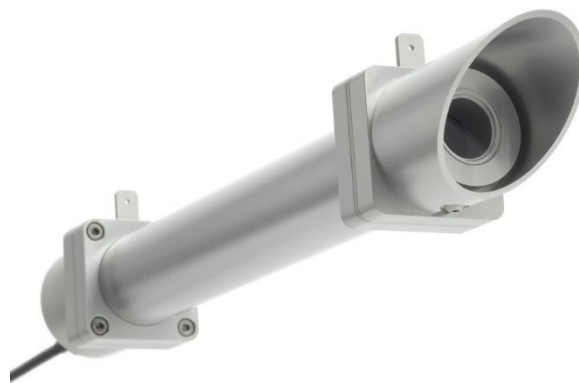
Sus elementos principales se muestran en la Figura 2.2.7 [14].

- |                                 |                             |
|---------------------------------|-----------------------------|
| (1) cable eléctrico.            | (7) indicador de desecante. |
| (2) cable.                      | (8) conector.               |
| (3) cúpula de cristal interior. | (9) tornillo de nivelado.   |
| (4) termopila.                  | (10) nivel.                 |
| (5) cúpula de cristal exterior. | (11) conector               |
| (6) cubierta.                   |                             |



*Figura 2.2.7 Elementos del piranómetro.  
Fuente: Kippzonen, Imagen tomada de [14].*

- **Pirheliómetro:** estos son sensores diseñados para medir únicamente la componente incidente o directa de la radiación solar, en otras palabras, mide la irradiancia del flujo radiante solar desde un ángulo definido del cual el eje se encuentra perpendicularmente al plano de la superficie receptora. Su funcionamiento es análogo al del piranómetro, aunque el pirheliómetro únicamente mide la radiación del Sol y de una región del cielo cercano al Sol. Su utilización se asocia a los seguidores solares permitiendo una correcta alineación del mismo [12].



*Figura 2.2.8 Pirheliómetro.  
Fuente: Kippzonen, Imagen tomada de [13].*

Sus principales elementos se muestran en la Figura 2.2.9:

- (1) cubierta de protección.
- (2) ventana con calentador
- (3) vista
- (4) indicador de humedad.
- (5) prensaestopas.
- (6) tubo de apertura.
- (7) cable de conexión.

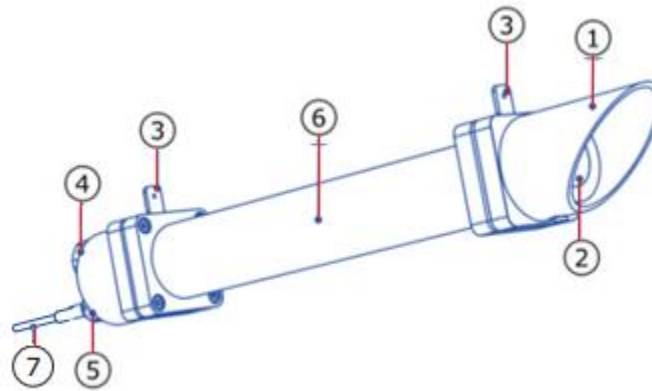


Figura 2.2.9 Elementos del pirheliómetro.  
Fuente: kippzone, Imagen tomada de [15].

### 2.2.9. Modelos de estimación de la radiación solar

**El modelo de Bristow Campbell:** emplea variables de entrada como una expresión exponencial típica de los fenómenos físicos que limitan los valores mínimos y máximos de los posibles valores de radiación. Esto significa que se puede tener una mínima energía (cero) cuando se tiene un día cubierto, y una máxima energía en la incidencia solar extraterrestre [16].

$$H = a H_o (1 - e^{-b(\Delta T)^c}) \quad (8)$$

En donde:

- $a$ : transmisividad de la atmósfera.
- $b$  y  $c$ : constantes específicas de la región.
- $H_o$ : radiación extraterrestre diaria dependiente de la latitud y día del año.
- $\Delta T = T_{m\acute{a}x} - T_{m\acute{i}n}$ : diferencia de temperaturas máximas y mínimas.

**El modelo de Hargreaves y Samani:** en este modelo, la energía solar diaria es proporcional a la raíz cuadrada de la amplitud térmica diaria por variación diaria de la energía solar extraterrestre sobre la superficie evaluada [16].

$$H = a H_o \sqrt{T_{m\acute{a}x} - T_{m\acute{i}n}} \quad (9)$$



Además, la radiación extraterrestre  $H_o$  puede calcularse mediante la siguiente expresión aproximada [16]:

$$H_o = \left(\frac{24}{\pi}\right) I_{sc} E_o \left[ \cos(\lambda) \cos(\delta) \sin(\omega) + \frac{\pi}{180} \omega \sin(\lambda) \sin(\delta) \right] \quad (10)$$

$$E_o = 1.00011 + 0.034221 \cos(\Gamma) + 0.00128 \sin(\Gamma) + 0.000719 \cos(2\Gamma) + 0.000077 \sin(2\Gamma) \quad (11)$$

$$\delta = \left(\frac{180}{\pi}\right) (0.006918 - 0.399912 \cos(\Gamma) + 0.070257 \sin(\Gamma) - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma)) \quad (12)$$

$$\omega = \cos^{-1}(-\tan(\lambda) \tan(\delta)) \quad (13)$$

$$\Gamma = 2\pi \left(\frac{N-1}{365}\right) \quad (14)$$

En donde [17]:

- $H_o$ : radiación solar.
- $I_{sc}$ : constante solar.
- $E_o$ : factor de corrección de la excentricidad de la órbita terrestre.
- $\lambda$ : latitud geográfica del lugar.
- $\delta$ : declinación solar que depende del día del año.
- $\omega$ : ángulo horario para una superficie horizontal.
- $\Gamma$ : día del año expresado en radianes sobre un año normal.
- $N$ : día del año.

## 2.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Existen tres tipos de sistemas de generación eléctrica mediante energía solar: mediante *sistema fotovoltaico*, que ayudan básicamente a generar energía para las necesidades de los hogares; sistema *térmico*, que se instalan en hogares con una incidencia directa de radiación del Sol; *sistema termodinámico* que funciona a pesar de variación meteorológica como lluvia, tiempo nublado, tiempo nevado, etc. [18].

La energía solar fotovoltaica se transforma de manera directamente mediante la luz del Sol en energía eléctrica, basándose principalmente en la tecnología del efecto fotovoltaico. Cuando la radiación solar incide en una de las caras de una célula fotovoltaica ésta produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras, haciendo que los electrones salten de un lugar a otro y a su vez producen corriente eléctrica [18].

En sus inicios, esta tecnología era utilizada para proveer de energía a los satélites que se encontraban en órbita alrededor del planeta, y en la actualidad, aceleraron su desarrollo hasta convertirse en una alternativa a la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía [18].

### 2.3.1. Energía solar fotovoltaica en el mundo.

Durante el año 2018, el sistema fotovoltaico instalado fue de más de 100 GW de potencia solar fotovoltaica, significando un récord ya que la potencia total mundial instalada alcanzó los 500GW y representó así una de las primeras fuentes de energía eléctrica en capacidad desplegada a nivel mundial. La contribución que tiene la energía solar fotovoltaica ya representa cerca del 2.6% de la demanda total de energía eléctrica en el mundo y se espera que este valor aumente notablemente durante los siguientes años. La velocidad del desarrollo de esta tecnología es debido a la capacidad para cubrir la mayoría de los sectores del mercado, desde sistemas individuales como residenciales, hasta centrales eléctricas [19].

Son cada vez más naciones que se embarcan a la transición energética solar, durante el año 2019 se previó que 16 naciones instalen más de 1000 MW de

potencia fotovoltaica. Según el informe Global Market Outlook 2019 - 2023, estima que durante dicho quinquenio el mundo sumará al parque fotovoltaico entre 800 y 1300 GW de potencia solar instalada [20]. Los tres mercados más importantes a la contribución al parque fotovoltaico seguirán siendo China, Estados Unidos e India, quienes suman un total del 70% de la potencia instalada en el mundo [19]. En la actualidad, la planta solar más grande del mundo se encuentra ubicada en el país de China, llamada Planta Solar del Desierto de Tengger (Tengger Desert Solar Park), y es conocida como “La Gran Muralla China del Sol”. Cubre más de  $1200 \text{ km}^2$  y se ubica en el desierto de Tengger, además de ser la planta que más potencia produce con un total de 1547 MW [21].



*Figura 2.3.1 Planta Solar del Desierto de Tengger.  
Fuente: Enrique Pérez, Imagen tomada de [21].*

La segunda planta solar más grande del mundo se encuentra ubicada también en China, en la provincia de Qinghai, llamada Planta Hidro-solar de Longyangxia (Longyangxia Hydro-solar) y cuenta con una capacidad de 1280 MW de potencia instalada entre una mezcla de tecnología solar e hidroeléctrica, cubriendo un área de  $9.16 \text{ km}^2$  [22].



*Figura 2.3.2 Planta Hidro-solar de Longyangxia.  
Fuente: Enlight, Imagen tomada de [22].*

La tercera planta solar fotovoltaica más grande del mundo se encuentra ubicada en el país de India, llamado Ultra Mega Parque Solar de Kurnool (Kurnool Ultra Mega Solar Park). Con una potencia total instalada de 1260 MW en un área de  $24 \text{ km}^2$ .



*Figura 2.3.3 Ultra Mega Parque Solar de Kurnool.  
Fuente: Enlight, Imagen tomada de [22].*



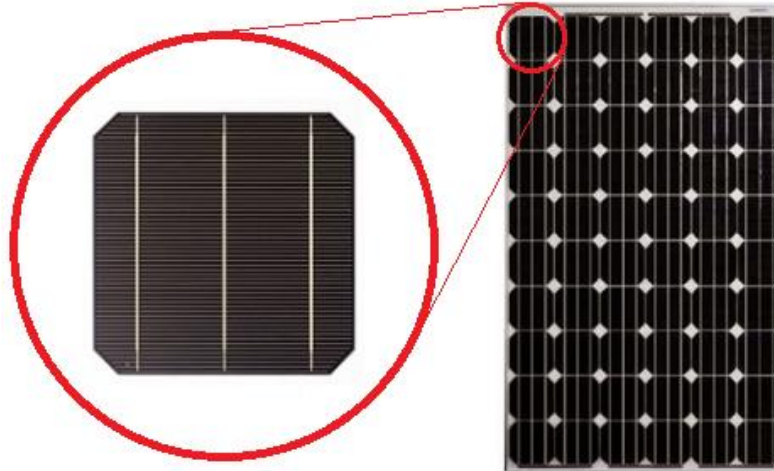
### **2.3.2. Tipos de células fotovoltaicas.**

Las células fotovoltaicas son las principales encargadas en convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica en base a corriente eléctrica. Son fundamentales para la generación de energía eléctrica mediante el uso de energías renovables [23].

Dependiendo de la naturaleza y características del material utilizado, se tienen diferentes tipos de células fotovoltaicas, siendo la principal y más común la célula de silicio cristalino (Si) de las cuales sus moléculas pueden estar alineadas de diferente manera, teniendo así que mientras más perfectamente alineadas se encuentren se tendrá mejores células fotovoltaicas posibilitando la conversión de energía [24]. La eficiencia energética de los paneles solares depende de la pureza del silicio presente en su composición, pero estos procesos de purificación del silicio son de elevados costos.

#### **2.3.2.1. Silicio monocristalino.**

El primer tipo de célula cristalina fabricada fue la de silicio puro, y se llama célula de silicio monocristalino (mono-Si), los cuales representan un notable rendimiento energético, siendo su principal inconveniente el costo que representa este en comparación a los demás tipos, es por esta razón que su utilización e implementación en la actualidad es moderada [23].



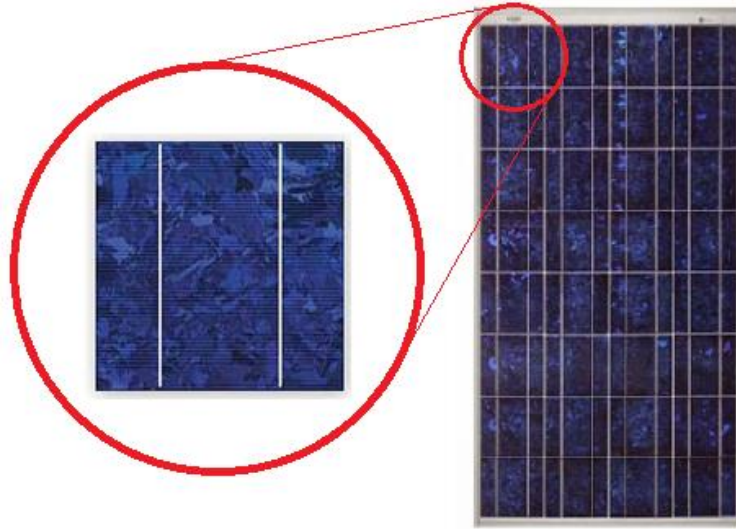
*Figura 2.3.4 Célula de silicio monocristalino.  
Fuente: Elaboración propia, imágenes tomadas de [25].*

Tienen un color y apariencia uniforme, esto es debida a la alta pureza del silicio. Este tipo de panel fotovoltaico se encuentra formado por lingotes de silicio de forma cilíndrica (conocido como el *proceso de Czochralski*), y para optimizar el rendimiento y reducir costos, se recortan las 4 esquinas de los lingotes, dándoles su aspecto característico [24].

Una de las ventajas más importantes es que los paneles solares de silicio monocristalino tienen la eficiencia de conversión más alta ya que contienen silicio de alta pureza y calidad, llegando a tener entre el 15% y 20% de eficiencia. Además, la mayoría de los fabricantes ofrecen una garantía de hasta 25 años en dichos paneles. También ahorran espacio debido a su geometría en comparación a los demás paneles de silicio [24]. Y como principal desventaja: su costo es elevado, potencia limitada y dependencia del clima.

#### **2.3.2.2. Silicio policristalino.**

En el año 1981, se introducen en el mercado los primeros paneles solares con tecnología de silicio policristalino conocidos también como polisilicio (p-Si) o silicio multicristalino (mc-Si).



*Figura 2.3.5 Célula de silicio policristalino.*

*Fuente: Elaboración propia, imágenes tomadas de [25].*

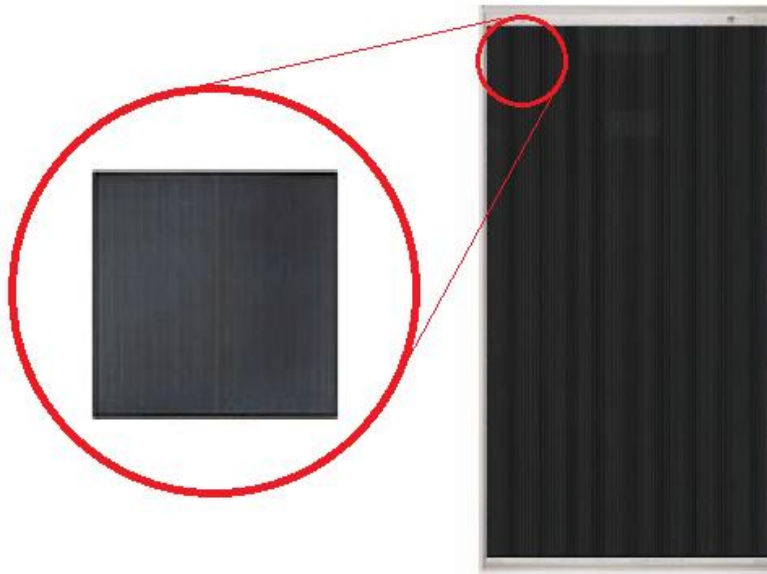
En comparación con los paneles de silicio monocristalino, estos no necesitan el proceso de obtención de lingotes monocristalino, ya que únicamente se derrite silicio para luego ser vertido en un molde cuadrado, que cuando se enfría se recorta en obleas cuadradas perfectas [24].

Con ventaja de su utilización se menciona que debido a que su elaboración es más simple, por tal razón son más baratos [24]. Su principal desventaja es que se tienen un rendimiento que va entre 13% y 16%, esto es debido a que el silicio presente no es tan puro. También su geometría es un poco mayor que los monocristalino, es por eso que se necesita de mayor espacio para generar la misma energía que los monocristalino. También su rendimiento es menor en temperaturas altas, debido a que tienen menos tolerancia al calor, lo que significa también que su tiempo de vida se ve afectado [24].

### **2.3.2.3. Silicio amorfo.**

Es un tipo de panel solar de película delgada (Thin Film), los cuales se fabrican depositando una o varias capas finas de material fotovoltaico sobre un sustrato y dependiendo del material que se deposita se tienen diferentes tipos. Las células de silicio amorfo son fabricados a partir de un material llamado CIGS, cuya base es

cobra comprimido y otros metales en menor proporción como indio, galio y selenio [26].



*Figura 2.3.6 Célula de silicio amorfo.*

*Fuente: Elaboración propia, imágenes tomadas de [27].*

Como ventajas se tienen que son de un peso menor en comparación a paneles tradicionales por lo que son fáciles de transportar e instalar, requiere de menos material para su elaboración se convierte en una opción más económica del mercado [28].

Como principal desventaja es que su potencia se ve afectada con el pasar del tiempo si no se tiene el correcto mantenimiento. Además, tienen una eficiencia que va entre el 7% y el 13% [28].

### **2.3.3. Instalaciones fotovoltaicas.**

Un sistema fotovoltaico se basa en el efecto fotoeléctrico el cual consiste en convertir energía proveniente de la luz solar en energía eléctrica. Este es un fenómeno en el cual los fotones al impactar las células del panel fotovoltaico excitan a los electrones presentes, haciendo que aumenten su energía y se liberen de la estructura cristalina en donde se encuentran, pasando a ser cargas libres [29].



En la Figura 2.3.7 se observa la constitución y elementos presentes en un panel solar fotovoltaico, el cual principalmente tiene células fotoeléctricas interconectadas entre sí y montadas sobre una base metálica, proporcionando señales de salida concretas como por ejemplo: 6, 12 y 24 Voltios, etc. [30].

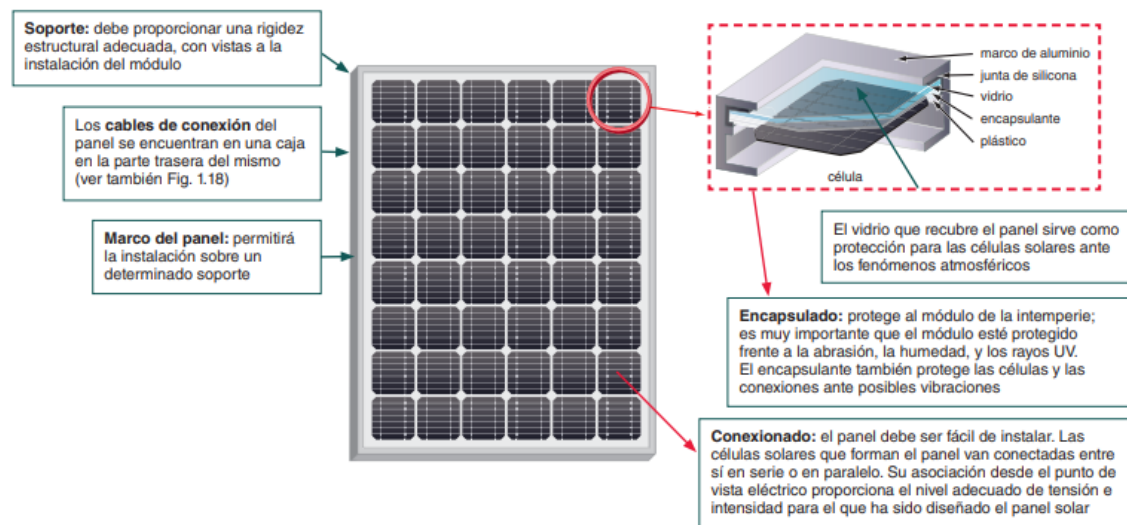


Figura 2.3.7 Constitución de un panel solar fotovoltaico.

Fuente: MHeducation, Imágenes tomadas de [30].

Las instalaciones fotovoltaicas pueden clasificarse en tipos diferentes de acuerdo a su aplicación, entre las cuales se tiene sistemas fotovoltaicos: aislados, conectados a la red eléctrica y de autoconsumo.

#### 2.3.3.1. Sistemas fotovoltaicos aislados.

Este tipo de sistemas permiten el suministro de energía eléctrica en las zonas o viviendas en donde no se haya instalado un sistema eléctrico previamente, es decir que no haya contrato con alguna empresa eléctrica para el servicio [31].



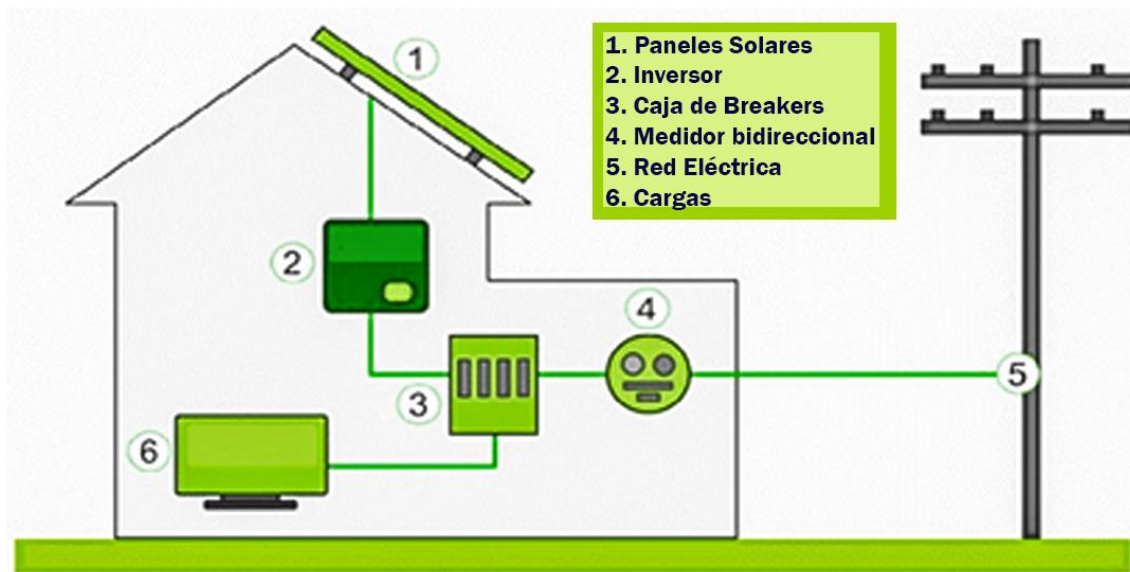
*Figura 2.3.8 Sistema fotovoltaico aislado.  
Fuente: Greentouch, Imágenes tomadas de [31].*

De la Figura 2.3.8 se observa [31]:

- (1).**Generador:** un panel fotovoltaico que sirve de fuente de generación eléctrica. Es posible también combinar el sistema fotovoltaico con un sistema eólico y obtener un sistema híbrido para aprovechar las condiciones climáticas durante el día y la noche.
- (2).**Controlador:** este permite controlar la carga de las baterías evitando una sobrecarga o excesivas descargas.
- (3).**Banco de baterías:** sirve para almacenar la energía que ha sido proporcionada durante el día, manteniendo así una reserva para la noche o días de poca radiación solar.
- (4).**Inversor:** es un dispositivo encargado de convertir la energía proveniente de los paneles y/o generador eólico que se encuentra almacenada en las baterías, y convertirla en corriente alterna la cual se utiliza para los equipos.
- (5).**Carga:** el generador entrega suficiente energía para que funcionen los aparatos eléctricos y dispositivos electrónicos del hogar.

### 2.3.3.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Estos sistemas están preparados para instalarse en viviendas o infraestructuras donde existen previas instalaciones de suministro energético por la compañía eléctrica, pero se desea disminuir los costos de facturación por el uso de este servicio [32].



*Figura 2.3.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.  
Fuente: Juan Lata, Imágenes tomadas de [33].*

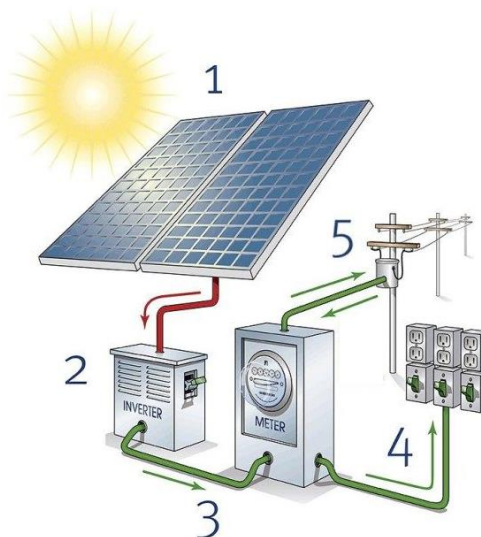
De la Figura 2.3.9 se observa [33]:

- (1). **Paneles solares:** compuesto por varios paneles solares fotovoltaicos los cuales captan la radiación solar y convierten esa energía en energía eléctrica de corriente continua a baja tensión.
- (2). **Inversor:** este elemento permite convertir la corriente continua en corriente alterna para la utilización de los aparatos eléctricos y electrónicos.
- (3). **Tablero de interruptores termomagnéticos:** este sistema protege los circuitos contra cortocircuitos y sobrecargas, se conecta en serie y existen varios tipos dependiendo la capacidad.
- (4). **Medidor bidireccional:** este dispositivo es el encargado de medir la cantidad de energía consumida y generada.

- (5).**Red Eléctrica:** tiene el propósito de suministrar energía eléctrica desde el sistema de distribución hasta los consumidores. Suministra electricidad cuando la demanda de la vivienda es mayor que la energía generada por los paneles solares.
- (6).**Cargas:** pueden ser equipos o electrodomésticos que utilizan energía eléctrica para su correcto funcionamiento.

### 2.3.3.3. Sistemas fotovoltaicos de autoconsumo.

Los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo se identifican por ser de consumo directo, es decir, no tienen almacenamiento (baterías).



*Figura 2.3.10 Sistema fotovoltaico de autoconsumo.  
Fuente: Juan Lata, Imágenes tomadas de [29].*

De la Figura 2.3.10 se observa [29]:

- (1). Los rayos solares inciden en las células de los paneles fotovoltaicos, quienes gracias al efecto fotoeléctrico convierten dicha energía en corriente continua que se distribuye al inversor.
- (2). El inversor es el encargado en convertir la corriente continua en corriente alterna que es la que se utiliza normalmente para el consumo eléctrico.
- (3). La corriente eléctrica generada pasa a través de un medidor para comprobar los rangos de energía consumidos y generados.

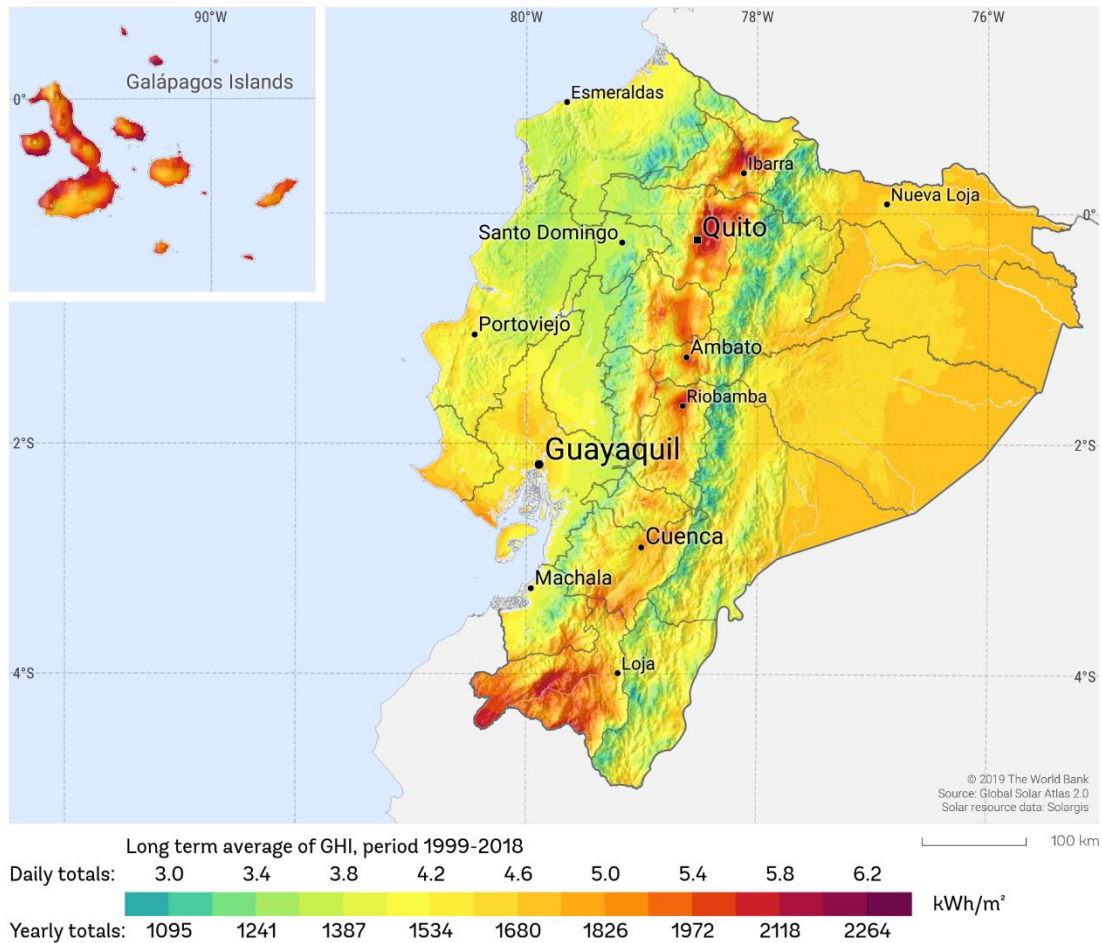
- (4). Los sistemas fotovoltaicos generan energía eléctrica de alta calidad, reduciendo las fluctuaciones y ruido que dañan a los electrodomésticos.
- (5). Cuando la demanda de energía eléctrica supera la energía eléctrica generada por los paneles solares, el sistema de distribución eléctrica proporciona la energía faltante hasta cubrir las necesidades. Cuando exista una generación de energía eléctrica mayor a la energía eléctrica demandada será necesario inyectar el exceso de energía a la red eléctrica.

#### **2.3.4. Desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el Ecuador.**

El Ecuador tiene una ubicación geográfica favorecida ya que se encuentra recibiendo casi perfectamente perpendicular la radiación solar con una mínima variación durante todo el año [34]. Uno de los inconvenientes para seguir con el avance del desarrollo de esta tecnología limpia de generación de energía eléctrica es que toda la energía es generada únicamente por el Estado, siendo más factible que las casas, granjas y edificios sean equipados con paneles fotovoltaicos y a su vez aporten al Sistema Nacional Interconectado (SNI) [34].

Según la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) en el Ecuador se ha visto la decisión de implementar sistemas fotovoltaicos aislados en las diferentes zonas rurales del país, llegando a zonas que no es posible llegar mediante el abastecimiento del SNI [35]. A través del ex-CONELC (Consejo Nacional de Electricidad), el Ecuador desarrolló el *“Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”*, el cual indica la energía solar global promedio de los valores de insolación diaria total [36].





*Figura 2.3.11 Insolación Global Promedio del Ecuador.  
Fuente: ESMAP [5].*

Como se observa en la Figura 2.3.11 las zonas con mayor potencial para la generación de energía fotovoltaica, se tiene en las provincias de Loja, Imbabura y Carchi. Además, el valor promedio aproximado de radiación solar es de  $4.757 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$  [36]. A pesar de que el país dispone de un alto potencial energético, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica no es muy aprovechado, como lo mencionó el ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) que en el año 2018 la capacidad efectiva con este tipo de tecnología fue de 26.74 MW, habiendo producido un total de 35.3 GWh durante ese año, lo que equivale al 0.15 % de la producción nacional de energía total [36].

En la actualidad la norma vigente en Ecuador para usuarios finales que posean microgeneración fotovoltaica y deseen conectarse a la red tendrá que tomar en cuenta lo citado en la Regulación Nro. ARCONEL 003-18, denominada:

*“Generación Fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. Esta regulación establece las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica ( $\mu$ SFV).*

## **2.4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (SAE).**

### **2.4.1. Introducción a los SAE.**

Un sistema de almacenamiento es un conjunto de equipos destinados a almacenar energía a lo largo del tiempo. Los SAE tienen diversas formas de almacenar energía tales como electro-química, mecánica y eléctrica. Estos SAE permiten obtener beneficios como disminución de las congestiones en las líneas de transmisión, suplir la demanda punta usando la energía generada cuando está en periodos de demanda baja. En la actualidad existen diversas tecnologías de SAE en operación las cuales se caracterizan por la aplicación deseada, cantidad de energía acumulada y tiempo de almacenamiento deseado. Entre las más destacadas se encuentran plomo ácido, nique cadmio (Ni Cd), ion litio, baterías de flujo, volantes de inercia, sulfuro de sodio (NaS), aire comprimido (CAES), la hidráulica de bombeo (PH) [41].

Los sistemas de almacenamiento se basan en la capacidad para generar energía suficiente para una demanda establecida. Debido a que diferentes factores afectan la generación de la energía eléctrica como son la energía eólica y la energía solar y además teniendo en cuenta los cambios de carga presentes en el sistema. Estos sistemas de almacenamiento pueden proveer distintos beneficios, generando soluciones a una gran variedad de los problemas que afectan a los SEP. Dependiendo de su aplicación se pueden diferenciar al menos dos tipos de sistemas de almacenamiento (ESS, por sus siglas en ingles) [42].

- Aplicaciones energéticas: mantienen una entrega continua de potencia por largos periodos de tiempo en el orden de minutos a horas.

- Aplicaciones de potencia: Absorben o inyectan potencia por cortos periodos de tiempo en el orden de segundos a minutos.

*Tabla 2.4.1 Aplicaciones de los SAE.**Fuente: Autores.*

Alta Potencia		Alta Energía
Tiempos extra rápidos (seg)	Tiempos rápidos (min)	Tiempos Lentos (horas)
Compensación del efecto del parpadeo (flicker).	Reserva rodante	Nivelado de carga
	Sistemas de alimentación ininterrumpida	Integración con fuentes renovables de energía
Corrección de la variación de tensión	Black start	Operación aislada
	Control de potencia activa y reactiva	Comercialización

En la Tabla 2.4.1 se presenta aplicaciones de los SAE dependiendo de la capacidad de los sistemas de almacenamiento es decir, si se requiere alta potencia los sistemas de almacenamiento deben tener la capacidad de mantener la calidad de la energía y asegurar la continuidad del servicio, mientras que en los sistemas basados en generación distribuida la principal importancia es el almacenamiento de energía [43]. Dado lo anterior es posible considerar la decisión para el dimensionamiento de un SAE como un problema de dos variables, se puede elegir tanto en aplicaciones energéticas o de potencia.

#### **2.4.2. Características de la electricidad que generan la necesidad del mercado del SAE.**

La primera característica, es que la electricidad se consume al mismo tiempo que se genera. Siempre se debe proporcionar la cantidad adecuada de electricidad para satisfacer la demanda variable. La segunda característica, es que los lugares donde se genera la electricidad suelen estar ubicados lejos de los lugares donde se consume. Los generadores y los consumidores están conectados a través de redes eléctricas formando un sistema de energía en función de las ubicaciones, cantidades de suministro y demanda.



### 2.4.3. La electricidad y los sistemas de almacenamiento de energía.

#### 2.4.3.1. Alto costo de generación en periodos de alta demanda (Demanda Pico).

Debido a que la demanda de energía varía produciendo cambios en los costos de la electricidad. El precio de la electricidad en los periodos de demanda pico es más alto y en periodos de poca actividad es inferior. Esto causa diferencias en el costo de generación en cada período. Durante los periodos pico cuando el consumo de electricidad es más alto que el promedio, los proveedores de energía deben complementar la generación con otros tipos de energía (carbón, nuclear, por ejemplo) con menos relación costo-beneficio [44].

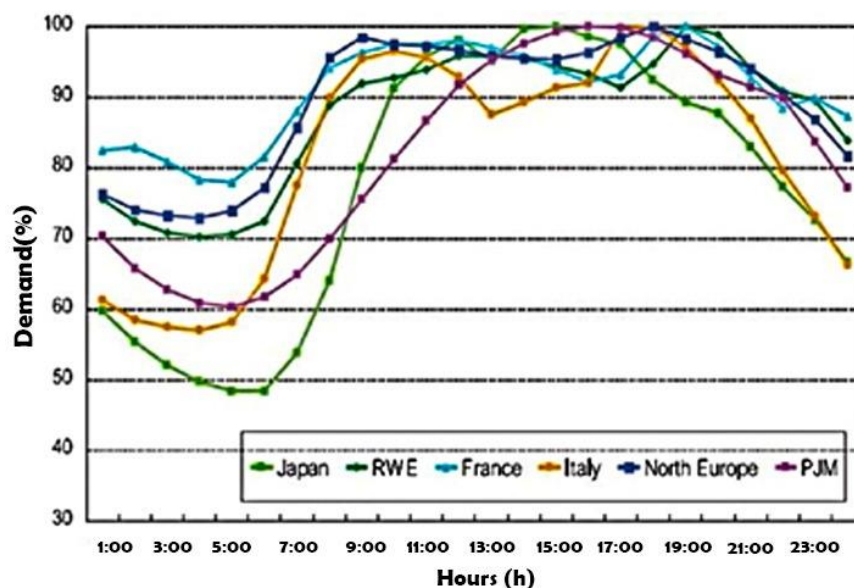
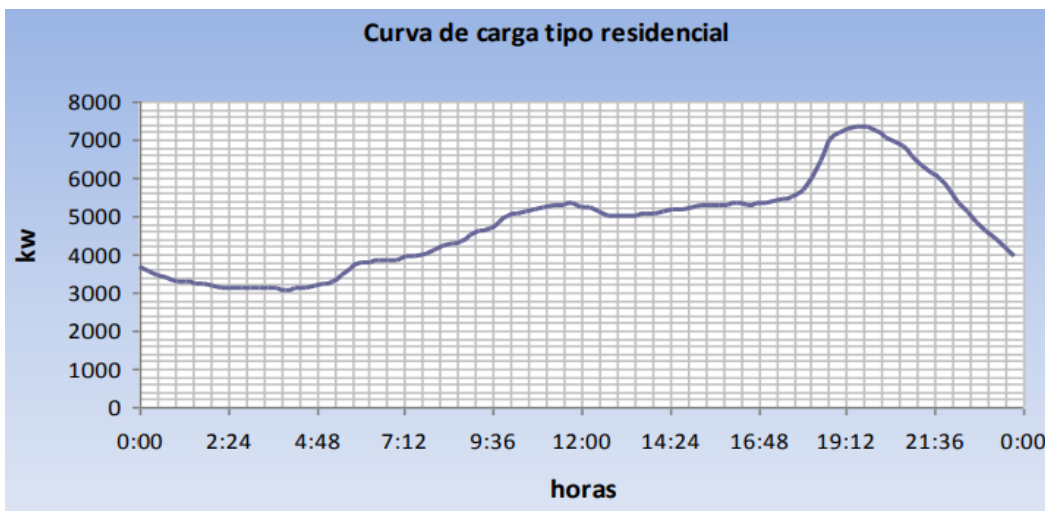


Figura 2.4.1 Comparación de curvas de cargas diarias.

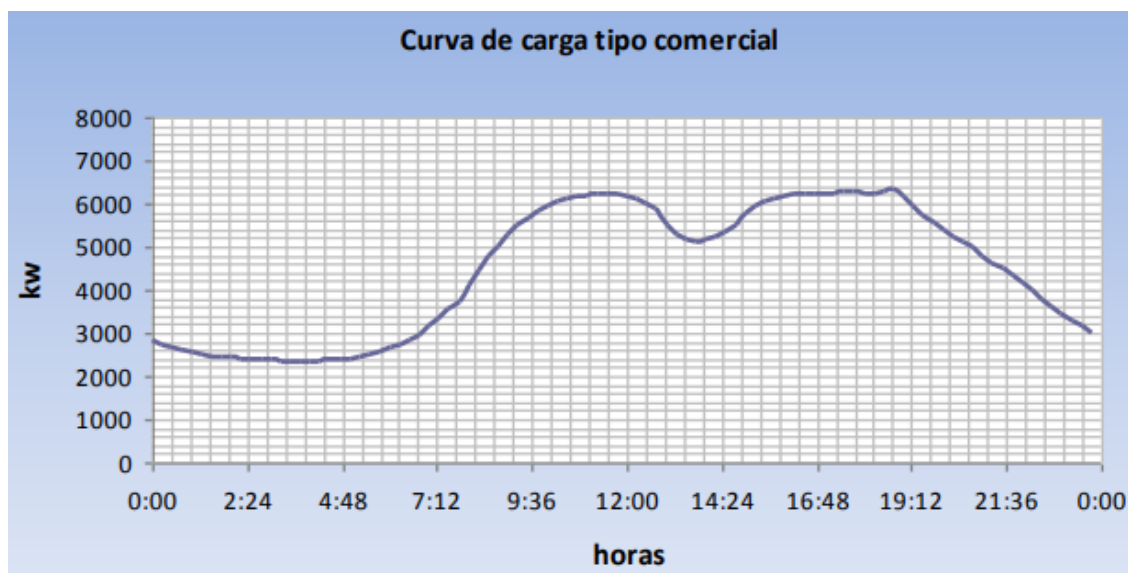
Fuente: Zohuri, Imágenes tomadas de [44].

En los sistemas de distribución es posible identificar tres comportamientos típicos de demanda pudiendo definirse los siguientes tipos: residencial, comercial e industrial. El tipo de demanda residencial es donde los usuarios hacen un uso típico de vivienda, el cual este tipo de consumo corresponde a las costumbres de vida de una familia. En la Figura 2.4.2 se puede observar un perfil típico de un consumo residencial [45].



*Figura 2.4.2 Curva de carga tipo residencial.  
Fuente: Pablo Méndez, Imagen tomada de [45].*

El tipo de demanda tipo comercial corresponde al comportamiento de los negocios y de empresas que trabajan de una a dos jornadas al día. En la Figura 2.4.3 se observa un perfil típico de un consumo comercial.



*Figura 2.4.3 Curva de carga del tipo comercial.  
Fuente: Pablo Méndez, Imagen tomada de [45].*

La demanda del tipo comercial se diferencia de la demanda residencial en que responde al comportamiento de los negocios y empresas que laboran en una o dos jornadas diarias.

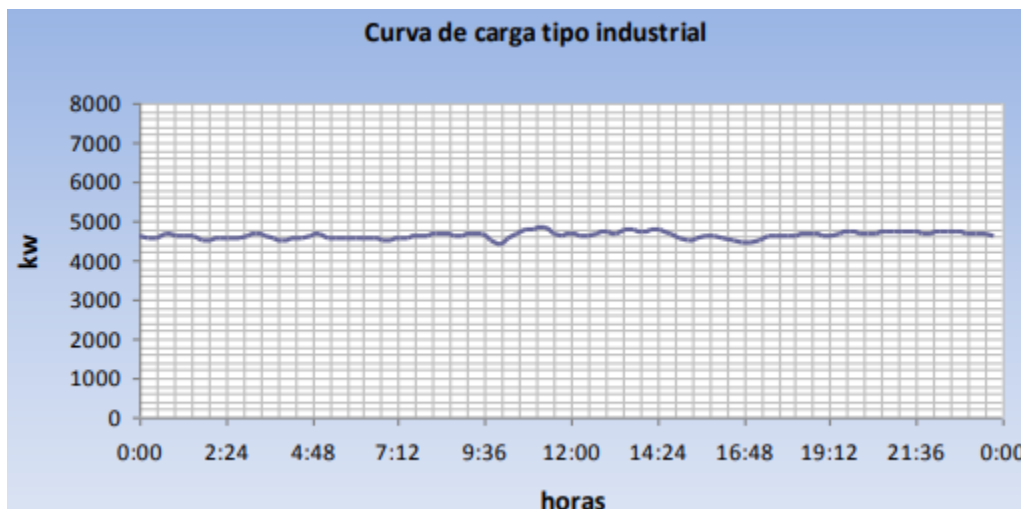


Figura 2.4.4 Curva de carga industrial tipo proceso de fabricación constante  
Fuente: Pablo Méndez, Imagen tomada de [45].

La tarifa industrial representa alrededor de un tercio del consumo de energía de todo el sistema de distribución de la empresa eléctrica CENTROSUR, los clientes de la categoría general para uso industrial pagan los siguientes argos tarifarios: cargo fijo de comercialización, cargo fijo por demanda facturable y cargos por energía en función del rango horario en el cual se dio el consumo energético y establece cuatro rangos horarios con diferente costo por cada kWh [45].

Tabla 2.4.2 Cargos tarifarios para el uso industrial en media tensión.  
Fuente: Elaboración propia. Tabla tomada de [45].

Días	Horario	Costo en MT (usd/kWh)	Costo en AT (usd/kWh)
Lunes a Viernes	08:00 – 18:00	0.061	0.065
Lunes a Viernes	18:00 – 22:00	0.075	0.068
Lunes a Viernes	22:00 – 08:00	0.044	0.044
Sábados, Domingos y feriados	18:00 – 22:00	0.061	0.055
Sábados, Domingos y feriados	22:00 – 18:00	0.044	0.044

Debido a estas variaciones es donde la tecnología solar fotovoltaica y eólica tendría gran importancia, en algunas regiones en momentos con excedente de energía sin costo, la energía puede almacenarse en SAE y utilizarse para reducir los costos de generación. Por el contrario, desde el punto de vista de los consumidores, SAE puede reducir el costo de electricidad debido a que almacenan electricidad

comprada a bajo precio y lo usan durante los períodos pico en el lugar de la compra a alto precio [45].

#### **2.4.3.2. Necesidad de un continuo y flexible suministro.**

Una característica fundamental de la electricidad en los servicios públicos, es que debe proporcionar la cantidad adecuada de electricidad en el momento en que los consumidores lo necesitan, si esto no ocurre la calidad de la energía suministrada se deteriorará y en el peor de los casos esto puede conducir a una interrupción del servicio.

Para cumplir con las continuas variaciones en la demanda de la energía eléctrica debe generarse continuamente, confiando en una previsión precisa de las variaciones en la demanda. Por lo tanto, los generadores de energía necesitan dos elementos esenciales además de la generación básica que cumplan su función.

Por una parte, se requieren que las plantas generadoras deban estar equipadas con capacidad de maniobra adicional que permita generar suficiente potencia (kW) cuando sea necesario. Por otra parte, algunas instalaciones generadoras deben poseer una función de control de frecuencia, y pueden hacer un ajuste preciso de la salida para seguir minuto a minuto y segundo por segundo fluctuaciones en la demanda, usando energía extra de su capacidad instalada si es necesario. En este sentido los SAE deben compensar tales dificultades con la capacidad de entregar energía instantánea y un control para mejorar la calidad de la energía.

Ya que los consumidores a menudo están lejos de las instalaciones de generación de energía, y esto a veces conduce a mayores posibilidades de una interrupción en el suministro. Estas fallas pueden ocurrir debido a desastres naturales, por ejemplo, rayos, huracanes y causas artificiales o los de maniobra. Los sistemas SAE ayudan a los usuarios cuando ocurran fallas en la red, y puede seguir entregando energía de forma instantánea a los consumidores [44].

#### **2.4.3.3. Congestión de las redes eléctricas.**

Este problema es debido a las largas distancias entre generación y consumo, el flujo de potencia en las redes de transmisión es determinado por la oferta y la demanda de energía. En el proceso de equilibrar la oferta y la demanda puede ocurrir la congestión de energía, las empresas de servicios públicos deben predecir la congestión futura y evitar sobrecargas, pueden resolver este inconveniente mediante una rápida comunicaciones y respuesta entre los operadores o con soluciones más drásticas como construir nuevas líneas de transmisión [44].

#### **2.4.3.4. Transmisión por cable**

La electricidad siempre necesita cables para la transmisión, y el suministro de electricidad a aplicaciones móviles y a las áreas aisladas presenta dificultades. Sistemas de SAE como las baterías pueden resolver este problema con sus capacidades móviles y de carga / descarga.

#### **2.4.3.5. Almacenamiento según su potencia y energía específica.**

En la Figura 2.4.5 se puede observar la relación en términos de potencia y energía específica cuando se habla de diferentes sistemas de almacenamiento para cada tipo de material el cual debido a ellos se determinarán sus posibles aplicaciones, así como su tecnología de almacenamiento de energía y sus características de densidad de potencia versus densidad de energía [46].

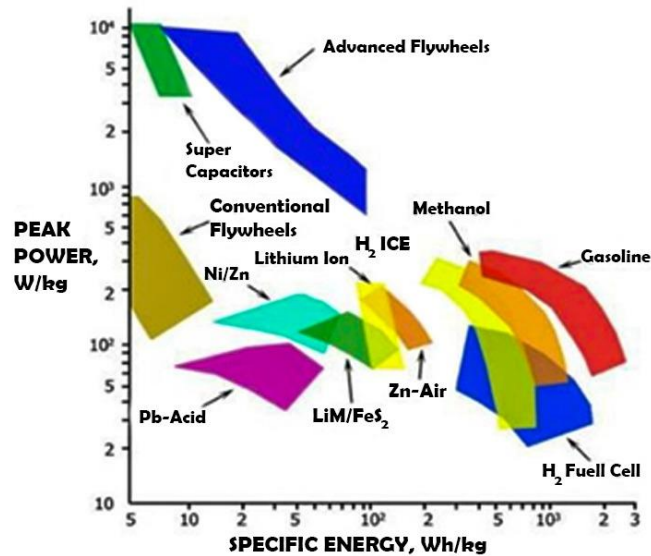


Figura 2.4.5 Relación de potencia vs energía específica.  
Fuente: Tester & Drake, Imágenes tomadas de [46].

#### 2.4.4. Almacenamiento según su aplicación.

Para diferentes tipos de almacenamientos de energía dependiendo la duración del tiempo se pueden clasificar en tres categorías: la calidad de energía para obtener una alta fiabilidad del consumidor, generación distribuida los cuales son usados en la demanda pico y el almacenamiento de energía a gran escala. En la figura 2.4.6 se observa las distintas tecnologías de almacenamiento indicando su capacidad y tiempo de descarga [41].

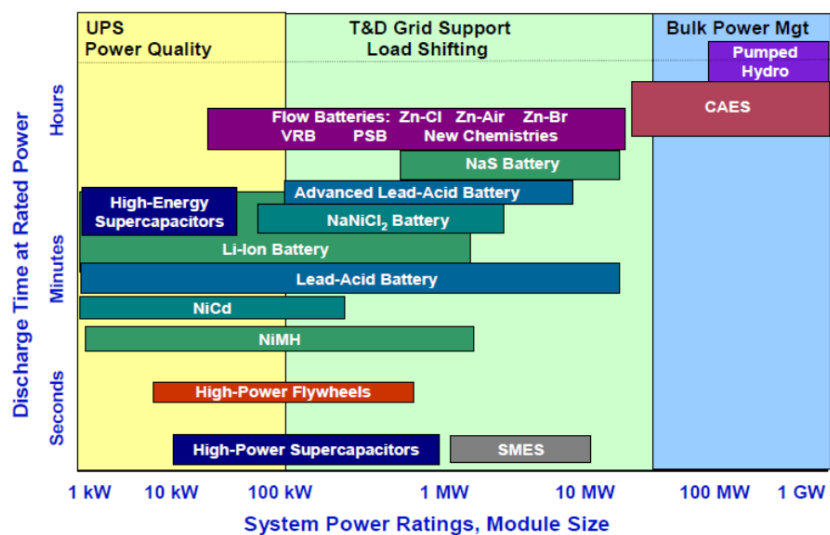


Figura 2.4.6 Aplicaciones de las tecnologías de SAE.  
Fuente: Rastler, Imágenes tomadas de [41].

Como se observa en la Figura 2.4.6 las aplicaciones de calidad de energía se libera la energía almacenada durante un tiempo de milisegundo hasta segundos para evitar los disturbios que existen en las redes de distribución. Para la generación distribuida la energía se libera desde unos segundos hasta los minutos para el caso de cortes de suministro eléctrico mientras que, para el almacenamiento de energía a gran escala, la energía será utilizada a lo largo de un período en horas.

#### 2.4.5. Almacenamiento por su peso y tamaño.

Estos dos factores son mayormente considerados para aplicaciones móviles donde ambos factores ayudan a determinar si es posible su uso o por el contrario optar por otra tecnología.

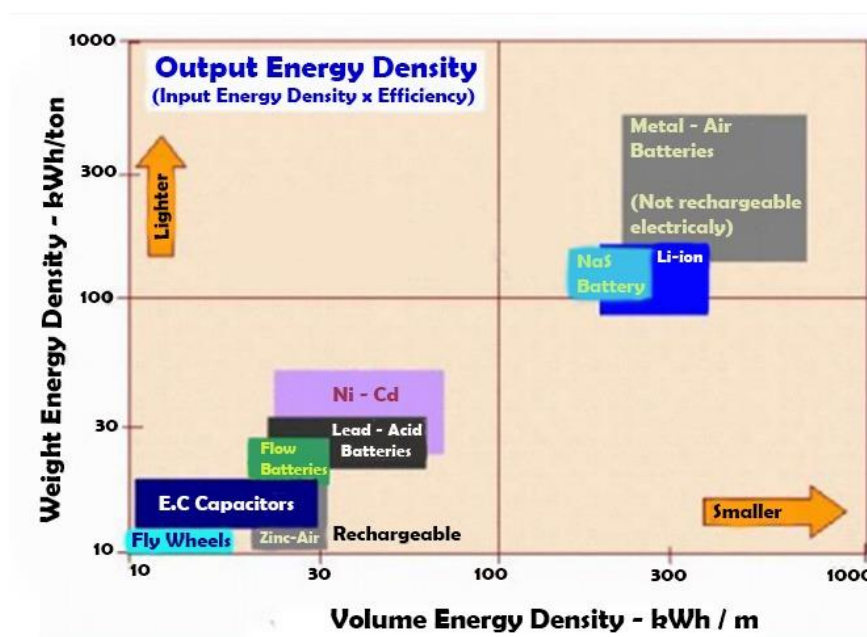


Figura 2.4.7 Almacenamiento por el peso y tamaño  
Fuente: Rastler, Imágenes tomadas de [41].

#### 2.4.6. Almacenamiento por su costo.

El costo es un parámetro importante debido a la inversión que implica, también es cierto que las tecnologías deben ser viables económicamente o si son capaces de cumplir con los requisitos, se debería destacar también el costo total del sistema, su vida útil, sustitución o reparación y costos de mantenimiento.



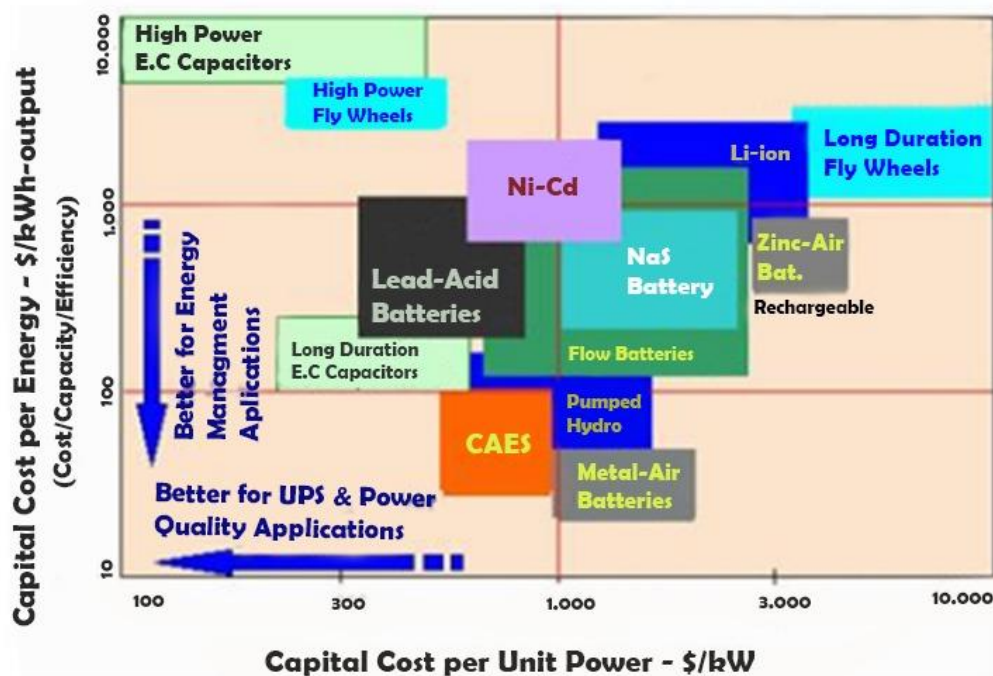


Figura 2.4.8 Almacenamiento debido al costo.  
Fuente: Rastler, Imágenes tomadas de [41].

#### 2.4.7. Almacenamiento según su desarrollo.

El desarrollo tecnológico tiene un papel importante dentro de los SAE debido a que cuanto mayor sea su desarrollo, mayor conocimiento se tendrá sobre todas sus características, su mejor aplicación, una inversión necesaria y la resolución de los problemas que puedan surgir. Además, el grado del desarrollo tecnológico está directamente relacionado con el precio de almacenamiento.



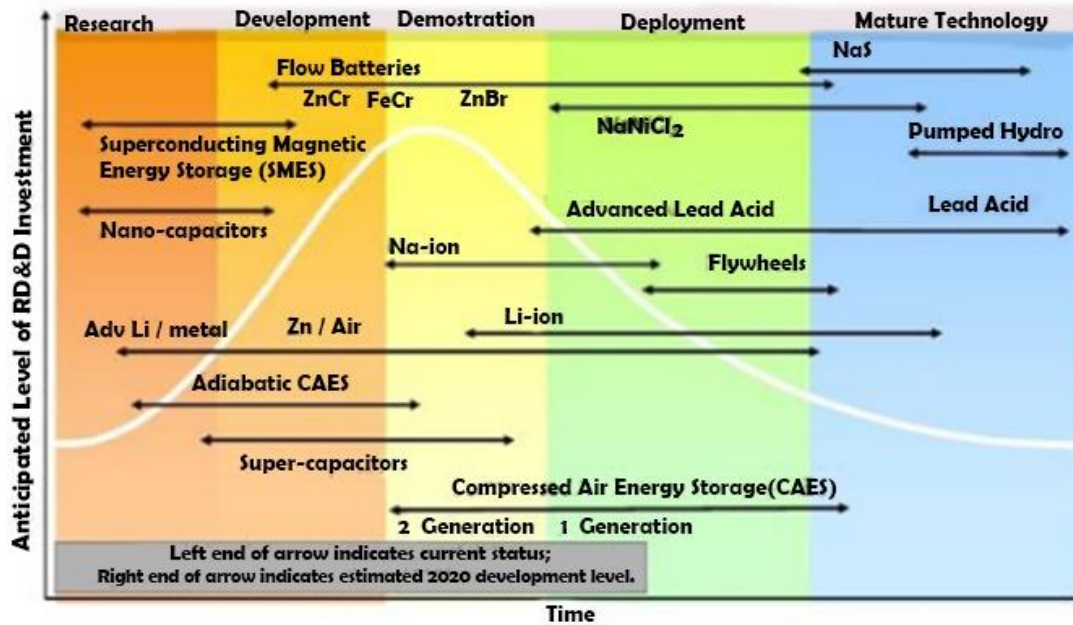


Figura 2.4.9 Tipos de tecnologías según su desarrollo.  
Fuente: Rastler, Imágenes tomadas de [41].

## 2.4.8. Tecnologías de almacenamiento.

### 2.4.8.1. Almacenamiento mecánico.

#### 2.4.8.1.1. Aire comprimido (CAES).

Este SAE se basa en la energía mecánica que almacena el aire comprimido. Para su funcionamiento consume energía de la red para poder operar el compresor, con que inyecta aire a un reservorio confinado el cual puede ser de origen natural, antiguas minas, acuíferos porosos que están geológicamente contenidos o un contenedor específicamente diseñado. El almacenamiento se realiza durante horas valle mientras en horas pico el aire se utiliza para generar electricidad, se retira el aire frío del contenedor y se calienta para posteriormente usarlo al hacerlo girar una turbina de expansión y con esto darle energía cinética al generador.

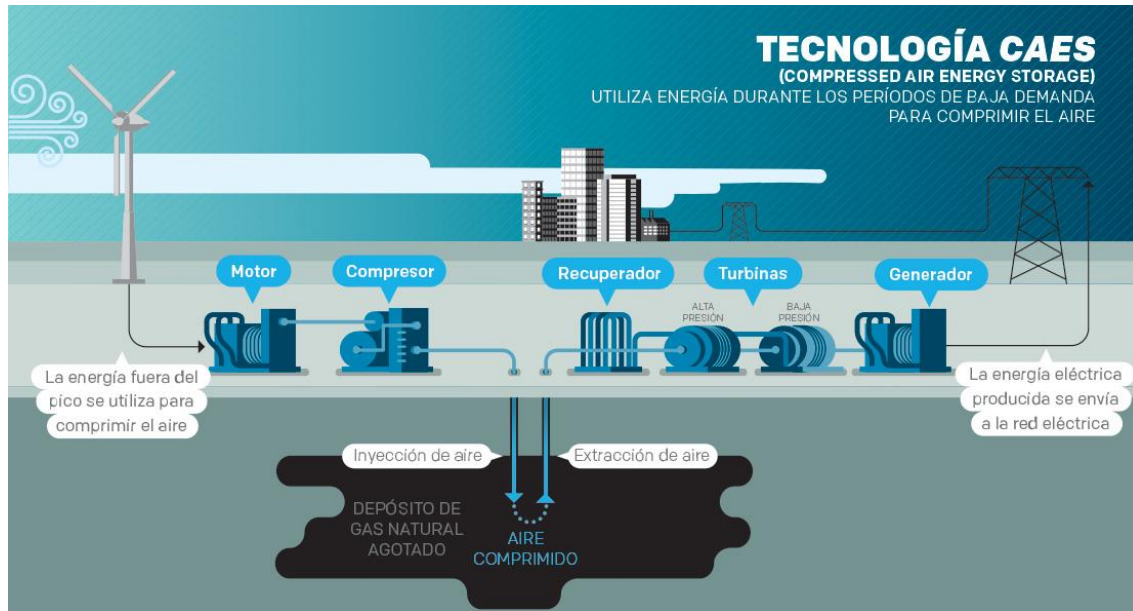
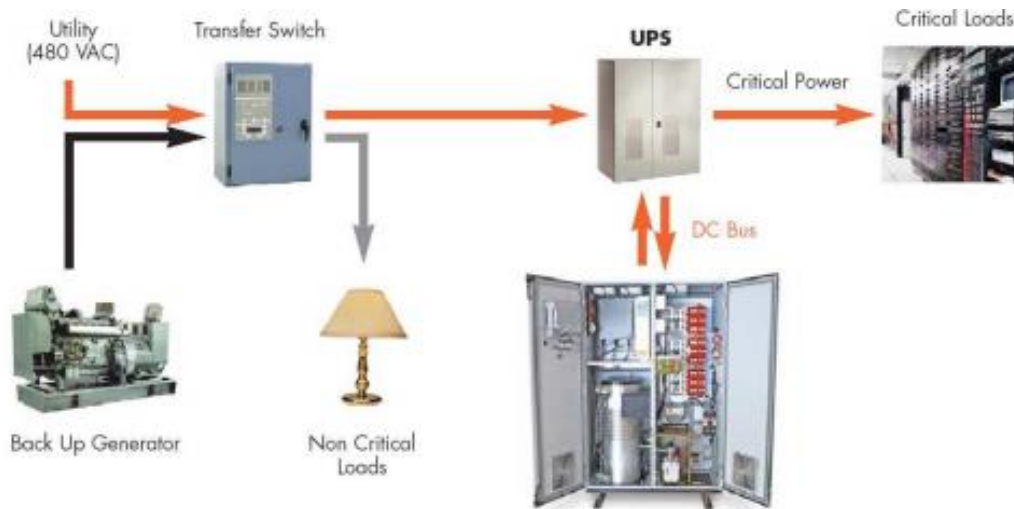


Figura 2.4.10 Modelo de almacenamiento mediante aire comprimido  
Fuente: Chicharro, Imágenes tomadas de [47].

#### 2.4.8.1.2. Volante de inercia.

También conocido como batería mecánica, la inercia mecánica es la base de este método de almacenaje. Es un elemento capaz de almacenar energía en forma cinética mediante una rotación la cual será liberada cuando se requiera de está. Los volantes se cargan y descargas debido a una máquina que hace de generador o motor, en su proceso de carga se usa la energía de la red eléctrica para provocar el movimiento del rotor del volante hasta alcanzar su velocidad nominal. Después la energía cinética almacenada será transformada en energía eléctrica mediante el generador, posteriormente esta energía será transformada en corriente alterna mediante un sistema de inversores y de control. [48].



*Figura 2.4.11 Modelo de almacenamiento mediante volante de inercia.  
Fuente: Chicharro, Imágenes tomadas de [47].*

### 2.4.8.1.3. Bombeo hidráulico.

Estas centrales utilizan el medio de la gravedad como medio de almacenamiento de energía mecánica potencial. Este almacenamiento se lo realiza en horas de baja demanda de electricidad, los cuales usan bombas para bombear el agua desde una reserva de agua inferior hacia una superior ubicado en una mayor altura con respecto al nivel del mar. Posteriormente cuando se tiene una alta demanda, el agua fluye desde la reserva superior a la inferior, permitiendo transformar la energía gravitacional en energía eléctrica usando generadores convencionales [47].

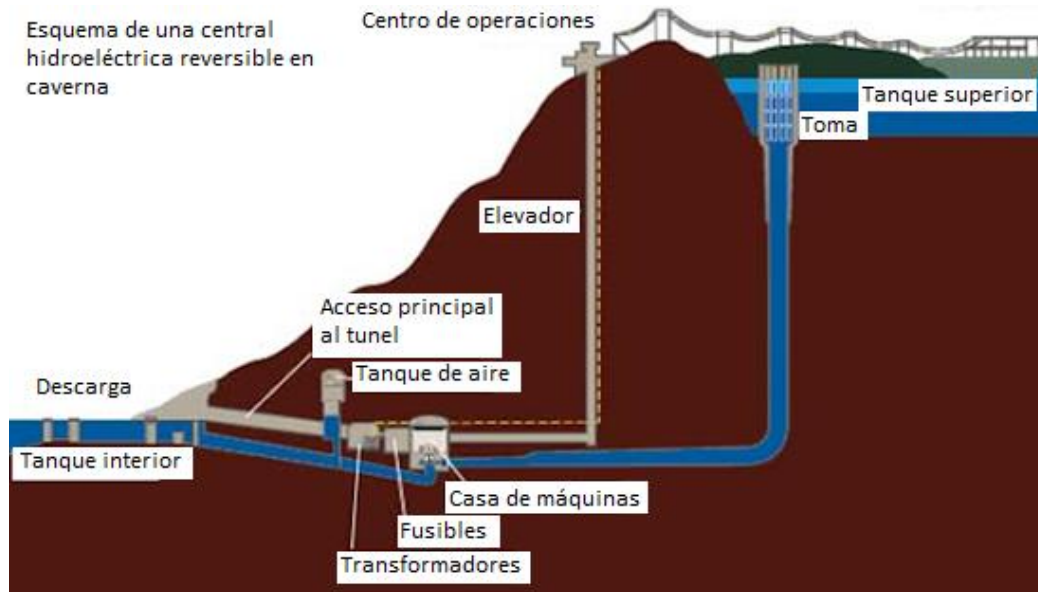


Figura 2.4.12 Una central hidráulica de bombeo típica.

Fuente: Elaboración Propia, Imagen tomadas de [47].

#### 2.4.8.2. Almacenamiento térmico.

El almacenamiento térmico consiste en acumular energía en materiales que permiten retenerlas para después liberarla de una manera controlada. Existen dos tipos de almacenamientos térmicos superficiales que son: el calor sensible y el calor latente [47].

##### 2.4.8.2.1. Calor sensible.

Consiste en el almacenamiento de energía aumentando la temperatura de un sólido o líquido sin cambiar de fase, y la energía que se almacena es directamente proporcional a la temperatura del sistema. Este tipo de sistema presenta algunos inconvenientes debido a su baja densidad energética, como desventaja del sistema es que tiene variaciones de volumen el cual no permite a la salida una temperatura constante [47].

##### 2.4.8.2.2. Calor latente.

Este método se basa en la energía almacenada en un cambio de fase, fusión o vaporización mientras que, en sentido inverso, con la solidificación o condensación se recupera la energía. Este sistema posee una densidad de energía mayor que el

calor sensible además una ventaja es que la temperatura es constante a lo largo del proceso no se tienen variaciones de volumen.

#### **2.4.8.3. Almacenamiento subterráneo de energía térmica.**

Debido a que es posible almacenar energía térmica de forma subterránea ya sea frío o calor, esto es debido a su alta capacidad calorífica del subsuelo y su aislamiento los cuales permiten almacenar la energía durante largos periodos de tiempo (meses).

#### **2.4.8.4. Almacenamiento químico y electroquímico.**

##### **2.4.8.4.1. Hidrógeno.**

Este elemento se encuentra en grandes cantidades en nuestro planeta, pero no en su estado puro. El hidrógeno puede ser obtenido de varios productos como el gas natural, el agua o de refinado de aceites pesados.

Obtención del hidrógeno:

- Procesos químicos: Debido al calor concentrado a altas temperaturas se desarrolla un proceso endotérmico termoquímico.
- Procesos electroquímicos: Se utilizan las plantas solares o las eólicas para la transformación gracias a un proceso electrolítico.
- Fotólisis del agua.

Almacenamiento del hidrógeno:

Existen diversas formas de almacenamiento del hidrógeno la cuales dependen del uso que se les vaya a dar, además es posible tenerlo almacenado en sus tres estados (Gaseoso, Líquido, Sólido) [47].

#### **2.4.8.4.2. Pilas de combustible.**

Son sistemas de almacenamiento electroquímicos que realizan una conversión de energía química-eléctrica al igual que las baterías, pero la diferencia radica en que el combustible utilizado es reabastecido continuamente [47].

Funcionamiento: Se compone de dos electrodos conductores los cuales están separados por un electrolito conductor de iones. El mecanismo de funcionamiento de una pila de combustible se basa de la oxidación del hidrogeno en el ánodo y la reducción de oxígeno en el cátodo, creando de esta manera una diferencia de potencial entre ambos electrodos.

#### **2.4.8.4.3. Baterías.**

Las baterías son células recargables que almacenan y devuelven energía eléctrica gracias a reacciones químicas en su interior. Las baterías se clasifican en:

- Baterías primarias: Son las de un solo uso, por lo que una vez utilizadas se desechan.
- Baterías secundarias: Son aquellas que pueden actuar cíclicamente un número determinado de veces, cargándose y descargándose, revertiendo las reacciones químicas en su interior.

Las baterías son dispositivos capaces de acumular energía gracias a reacciones de reducción-oxidación (redox) que se producen en su interior. En la reacción redox uno de los componentes gana electrones mientras el otro los perderá [47].

Parámetros principales de las baterías, los cuales ayudan a definir sus especificaciones:

- Tensión de circuito abierto: Voltaje máximo aportar una batería.
- Capacidad: Está relacionada con la capacidad de descarga de la batería y se mide en amperios-hora (Ah).
- Estado de carga: (SOC State of Charge) Indica el porcentaje de carga en la batería el cual va de 0-100%.

- Corriente de descarga máxima: Existe una corriente máxima que la batería puede generar, pero si aumenta la corriente de descarga, disminuye la capacidad.
- Vida de la batería: (SOH State of Health) Se refiere a la vida útil de la batería.
- Profundidad de descarga (DOD Depth of Discharge) Es el parámetro que indica el porcentaje de descarga que se puede alcanzar una batería.

#### **2.4.8.5. Almacenamiento eléctrico y electromagnético.**

##### **2.4.8.5.1. Ultracondensadores.**

Los ultracondensadores son componentes electrónicos pasivos que permiten el almacenamiento de energía en pequeños periodos de tiempo [47].

##### **2.4.8.5.2. Superconductores.**

Este dispositivo de almacenamiento guarda en su interior energía procedente de un campo magnético que es generado mediante la aplicación de una corriente continua aplicada a la bobina. Su funcionamiento es idéntico a la de una inductancia convencional, con la principal diferencia que la resistencia es mínima el cual hace que no se produzca calor en la bobina y no produzca pérdidas por disipación térmica [47].

#### **2.5. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS BATERÍAS DE FLUJO DE VANADIO REDOX.**

##### **2.5.1. Introducción.**

En la década de los 70s inició el desarrollo de las Baterías de Flujo de Vanadio *REDOX* (*“VRFB” siglas del inglés Vanadium Redox Flow Battery*) por parte de la NASA, para luego ser estudiadas por el Laboratorio Electro Técnico en Japón, aunque fue hasta el año de 1980 que se manifestó la primera demostración exitosa de la utilización de vanadio en una solución de ácido sulfúrico en cada media celda de las baterías, desarrollado por Maria Skyllas - Kazacos y colaboradores [49]. En la actualidad una batería de flujo REDOX presenta una gran ventaja en cuanto a



vehículos eléctricos, una tecnología tan simple como llenar de combustible a un vehículo convencional. Cuando la batería esté baja, basta con cambiar el electrolito descargado por uno nuevo en una estación de carga [50].

### 2.5.2. Descripción de las baterías de flujo de vanadio REDOX.

Las baterías de flujo de vanadio REDOX disponen de dos electrolitos líquidos dentro de dos tanques cerrados y separados entre sí, siendo el uno positivo y el otro negativo, ánodo y cátodo respectivamente. Estos tanques contienen en su interior soluciones de ácido sulfúrico. La utilización de pares de vanadio REDOX disueltos en soluciones de ácido sulfúrico de las baterías elimina el riesgo de contaminación debido a difusión de iones de un lado de la membrana a otro [49].

El principio de funcionamiento es muy simple, los electrolitos contienen iones de metales que fluyen a través de dos electrodos de grafito poroso, estos electrodos se encuentran separados por una membrana la cual da paso a los protones para que la atraviesen. El intercambio de estos protones produce una corriente y a su vez crea una tensión [50].

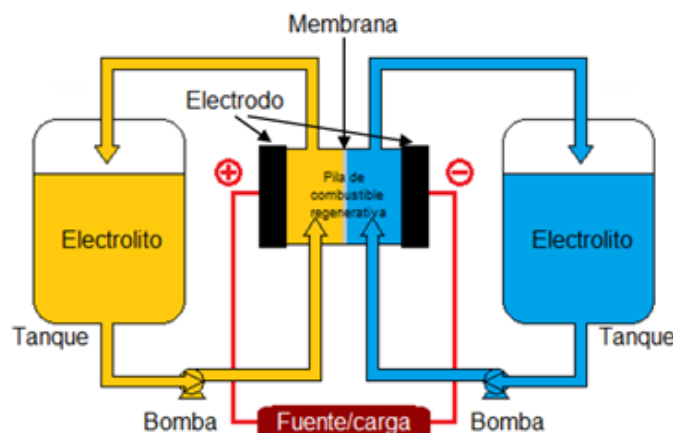


Figura 2.5.1 Batería de flujo REDOX  
Fuente: Elaboración propia, tomado de [50].

Al tratarse de un proceso químico, dichos electrodos permiten el flujo de electrones a través de la carga, logrando así un equilibrio eléctrico por medio de la migración de un ion de hidrógeno mediante la membrana que separan los electrolitos. No



existe riesgo de contaminación por cruce de electrolitos, ya que ambos contienen el mismo tipo de ion metálico [49]. El máximo de corriente de carga de las baterías es de  $100mA/cm^2$  lo que impide la generación de burbujas que fluyen hacia el lado negativo de la celda y se evita los cortocircuitos [49].

Las características principales de las baterías de flujo de Vanadio REDOX son:

- Entre 15 y 20 años de vida útil, con más de 1000 ciclos completos (carga y descarga profunda) sin presentar daño alguno. Aunque el electrolito no necesita ningún mantenimiento, la membrana sí debería ser reemplazada cada 5 años [49].
- Alta eficiencia, de alrededor de 78% (y cerca de 95% a escala de laboratorio [50]), que significa bajo costo para almacenar gran cantidad de energía durante prolongados periodos de tiempo [49].
- La principal diferencia en comparación con las baterías de ion de litio, es que estas últimas toman horas para recargarse, significando un punto desfavorable al momento de un apuro.
- Son de diseño flexible, pero presentan un sistema eléctrico y de control costoso y complejo.
- El uso de las VRFB está actualmente limitado a aplicaciones estacionarias.
- Entre sus puntos negativos se encuentran la baja energía específica (entre 25 y  $35 Wh/Kg$ ) y densidad de energía (entre 20 y  $33 Wh/l$ ), lo que significa una limitación para este tipo de sistemas [49].

### **2.5.3. Principio electroquímico de las baterías de flujo de vanadio REDOX.**

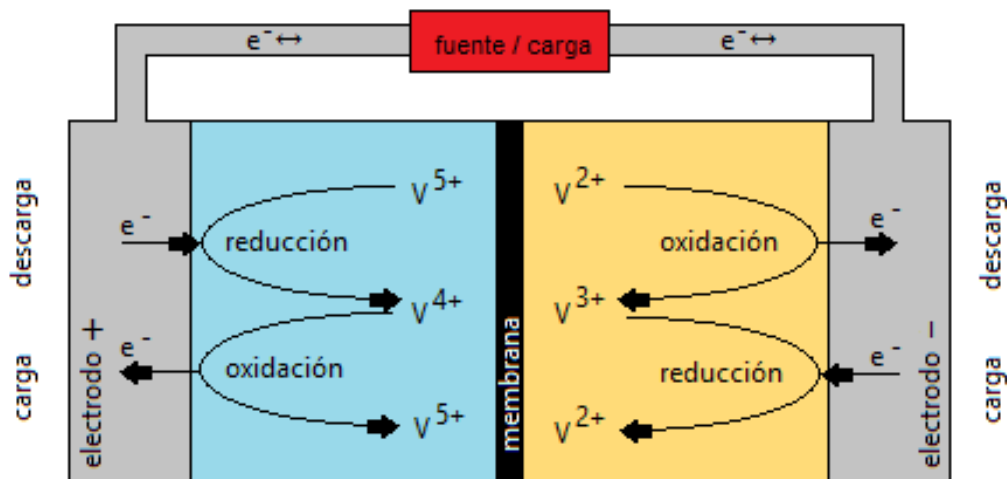


Figura 2.5.2 Principio electroquímico de Baterías de Flujo de Vanadio REDOX.  
Fuente: elaboración propia, tomado de [49].

La primera generación de baterías de flujo de vanadio REDOX utiliza reacciones de pares REDOX las cuales se basan en cuatro de los posibles estados de oxidación del Vanadio,  $V^{2+}$  y  $V^{3+}$  para el electrodo negativo, y para el electrodo positivo es  $V^{4+}$  y  $V^{5+}$  [51].

Como se observa en la Figura 2.5.2 durante el proceso de descarga de la batería,  $V^{2+}$  se oxida en  $V^{3+}$ , mientras que  $V^{5+}$  se reduce a  $V^{4+}$ ; caso contrario se tiene en el proceso de carga de la batería. La batería de flujo de vanadio REDOX almacena y libera energía utilizando la química REDOX en un medio de iones de vanadio que se encuentra en diferentes estados de oxidación [49].

Los electrolitos se inyectan a la celda desde los tanques de almacenamiento externos mediante la ayuda de bombas como se mostró en la Figura 2.5.2. Además, ambos tanques de electrolitos se llenan con iones de vanadio con diferentes estados de oxidación, los cuales se disuelven en una solución de ácido sulfúrico [49].

A continuación, se muestran las reacciones en cada semi-celda y reacción global de la celda [51]:

- Reacciones del electrodo negativo:

- Carga:  $V^{3+} + e^- \rightarrow V^{2+}$  (-0.26 V)

- Descarga:  $V^{2+} \rightarrow V^{3+} + e^-$  (0.26 V)

- Reacciones del electrodo positivo:
  - Carga:  $VO_2^+ + H_2O \rightarrow VO_2^{+} + 2H^+ + e^-$  (1.00 V)
  - Descarga:  $VO_2^{+} + 2H^+ + e^- \rightarrow VO_2^+ + H_2O$  (-1.00 V)
- Reacciones globales de la celda:
  - Carga:  $V^{3+} + VO_2^+ + H_2O \rightarrow V^{2+} + VO_2^{+} + 2H^+$  (1.26 V)
  - Descarga:  $V^{2+} + VO_2^{+} + 2H^+ \rightarrow V^{3+} + VO_2^+ + H_2O$  (-1.26 V)

Bajo condiciones estándar (1 Mol, 1 atmósfera y 25 °C) y en estado termodinámico (equilibrio), el potencial para el par REDOX  $V^{2+}$ ,  $V^{5+}$  es de 1.26 V [51].

#### 2.5.4. Esquema de una batería de flujo de vanadio REDOX.

Un esquema muy general se presenta en la Figura 2.5.3 la cual se muestra de manera completa y sencilla el sistema de una batería de flujo de vanadio REDOX, así también como la definición de cada una de sus partes [49]:

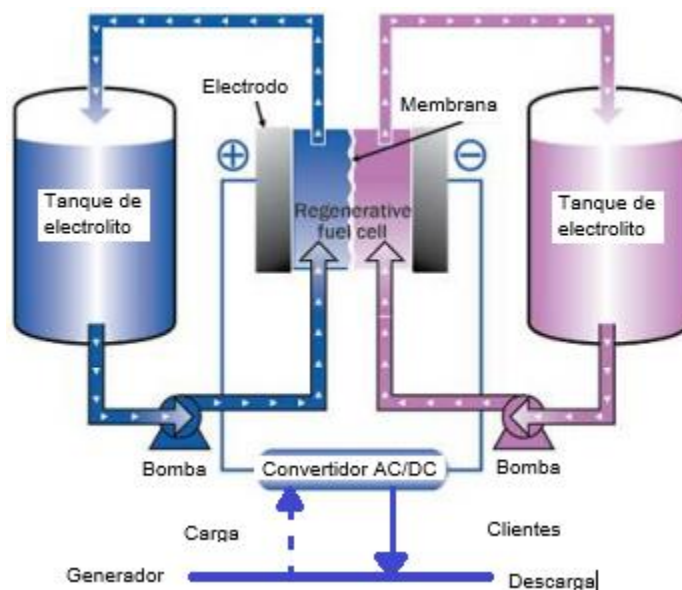


Figura 2.5.3 Esquema de una Batería de Flujo de Vanadio REDOX.  
Fuente: Elaboración propia

**Celda:** consta de dos medias celdas, provistas de un electrodo sólido que está en contacto con el electrolito líquido (de los tanques). Entre las dos mitades de las

celdas se encuentra una membrana de intercambio iónico que posibilita a los protones moverse entre las celdas.

**Electrolitos:** están compuestos de iones de vanadio dentro de una solución acuosa de ácido sulfúrico a un pH muy bajo. La acidez (pH) del electrolito sirve para dos propósitos, aumentar la conductividad iónica del electrolito y proporcionar iones de hidrógeno a la reacción en el ánodo.

**Electrodos:** son elaborados de carbono de gran superficie, que operan a través de un gran rango de potenciales de voltaje mediante un mínimo cambio de hidrógeno y oxígeno. Son económicamente accesibles y químicamente estables.

**Membrana:** sirve como separación física entre las dos soluciones de electrolitos a base de vanadio, ya que ayuda a evitar el auto descarga, y a su vez, permite que el flujo de iones complete el circuito.

**Tanques de electrolito:** deben ser elaborados de materiales resistentes a la corrosión con un entorno muy bajo de pH, y ubicarse de manera que se tenga una buena contención en caso de fugas del electrolito.

**Bombas, válvulas y tuberías:** el diseño y configuración de las mismas pueden requerir mucha mano de obra, reduciendo la cantidad de material utilizado y minimizando la cantidad de válvulas.

**Convertidor AC/DC:** sirve para convertir el voltaje a uno que se adecúe a las necesidades de los clientes o usuarios que se disponen a utilizar dicha energía almacenada en la batería [49].

#### **2.5.5. Pila de celdas de una batería de flujo de vanadio REDOX.**

Una pila o stack se construye apilando varias celdas conectadas en serie o en paralelo (en la mayoría de diseños), colocando los electrodos a ambos lados de una placa bipolar que separa una celda de otra. Como se muestra en la Figura 2.5.4, los componentes fundamentales de una pila de celdas de una batería de flujo de Vanadio REDOX son el electrolito, el electrodo de fieltro de carbono, la membrana de intercambio iónico y la placa bipolar que sirve para separar las celdas:

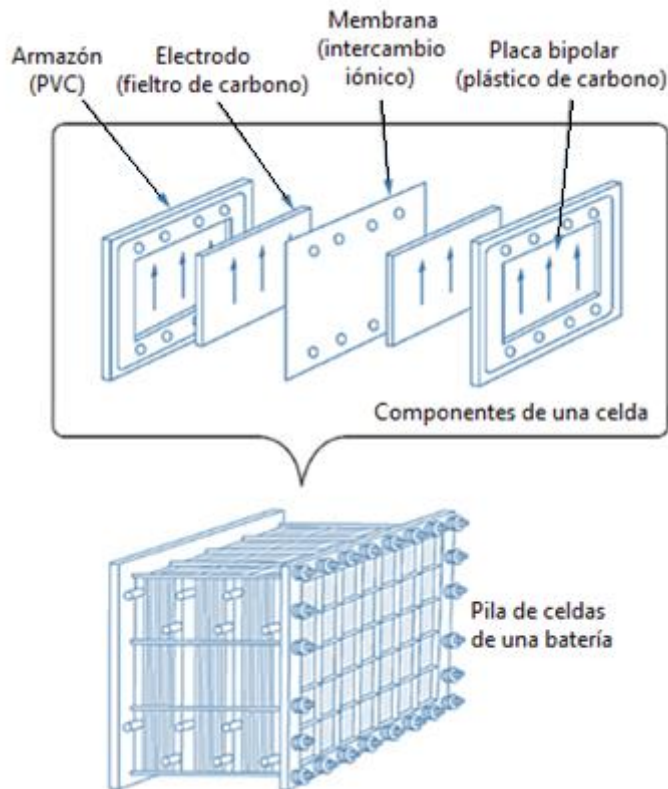


Figura 2.5.4 Esquema de una pila de celdas de una Batería de Flujo de Vanadio REDOX.  
Fuente: Elaboración propia, tomada de [49].

Por lo general los fabricantes de estas baterías ensamblan los componentes de la pila en armazones hechos de PVC, atornillados bajo presión. Se pueden elaborar pilas de celdas de una batería de forma horizontal y vertical:

- **Una pila horizontal** (convencional) de celdas verticales se construye de tal manera que la corriente eléctrica fluya horizontalmente a lo largo del eje longitudinal del mismo como se muestra en la Figura 2.5.5:

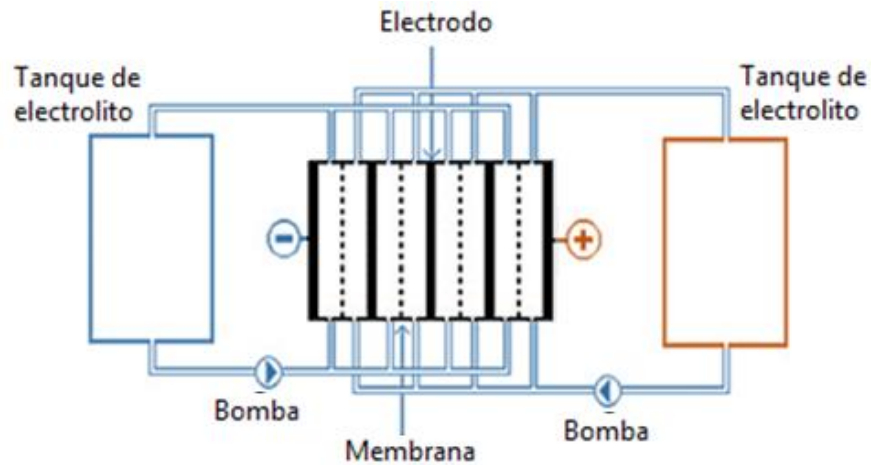


Figura 2.5.5 Esquema de una pila Horizontal de una VRFB.  
Fuente: Elaboración propia, tomado de [49].

De esta manera, las pilas se alimentan de los electrolitos en paralelo. El recorrido de los electrolitos bombeados va a las celdas desde la parte inferior de la pila hasta la parte superior, atravesando las celdas de forma paralela, donde luego vuelven a fluir hacia los tanques de almacenamiento [49].

**Una pila vertical** (no convencional) se alimenta de los electrolitos en serie, en lugar de paralelo como es lo habitual. De esta manera, las celdas se colocan de forma horizontal con el flujo del electrolito hacia arriba. Con esta configuración de pila de celdas de una batería de flujo de vanadio REDOX es más compacto y estable estructuralmente [49].

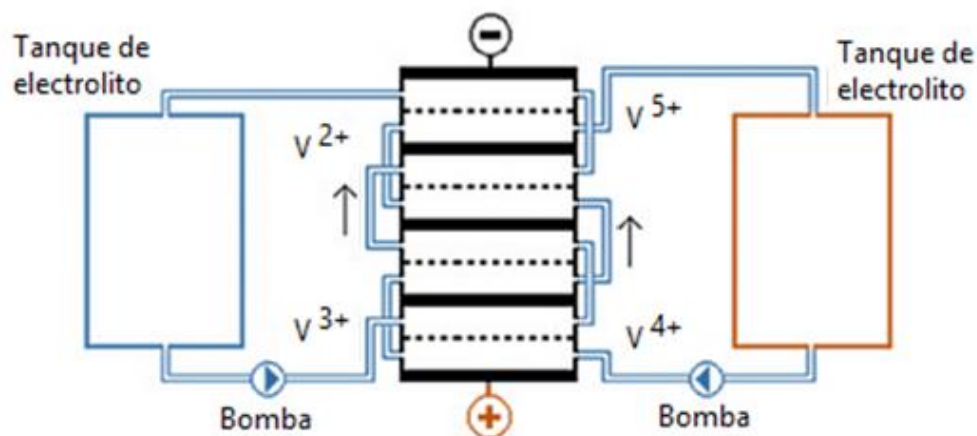


Figura 2.5.6 Esquema de un stack Vertical de una VRFB.  
Fuente: Elaboración propia, tomado de [49].

### 2.5.6. Rendimiento de una batería de flujo de vanadio REDOX.

Se puede analizar el rendimiento de una batería de flujo de vanadio REDOX mediante los siguientes parámetros:

#### 2.5.6.1. Capacidad (energética).

Este factor se mide tanto por el nivel máximo de potencia en kW y máximo de energía en kWh, teniendo en cuenta que estos dos valores son independientes. La potencia, como se indicará a continuación, está determinada por el número de pilas. La energía del electrolito de Vanadio se encuentra entre 20 *Wh/l* a 30 *Wh/l* [49].

#### 2.5.6.2. Potencia.

Esta se determina por el voltaje producido por la celda a una corriente determinada. El voltaje de circuito abierto de una celda de una VRFB con carga completa es de aproximadamente 1.55 Vdc, mientras que para una batería descargada totalmente es de 1.25 Vdc, dependiendo del electrolito estos valores varían mínimamente. La capacidad de corriente de cada celda está definida por la superficie total del electrodo, el cual, a mayor superficie se tiene mayor corriente nominal. La corriente máxima aproximadamente en la mayoría de las VRFB es de 100 *mA/cm<sup>2</sup>* [49].

#### 2.5.6.3. Eficiencia.

Se determina analizando las pérdidas que existen durante el proceso de las baterías de flujo de Vanadio REDOX:

- Pérdidas en el transformador, representan el 1% de energía perdida.
- Pérdidas en el sistema de control, debido a caídas de voltaje en dispositivos de conmutación, representan el 4 a 6 % de energía perdida.
- Pérdidas en la batería, representan el 15 a 30 % de energía perdida.
- Pérdidas por sistemas auxiliares, debido al sistema de bombeo y HVAC.

Por lo tanto, la eficiencia puede tener valores aproximadamente de 60 al 70 % de energía total [49].



#### **2.5.6.4. Tiempo de respuesta.**

Mientras las pilas se encuentren con electrolito, la batería de flujo de vanadio REDOX puede pasar de cero a potencia nominal en cuestión de microsegundos, pero esto depende de la electrónica de potencia implementada, controladores y sistemas de comunicación, lo que puede aumentar el tiempo de respuesta. En el caso en el que las pilas se encuentren drenados del electrolito, se necesitará de un par de minutos para que las bombas arranquen correctamente, para que lleven el electrolito al encapsulado donde se encuentran las pilas [49].

#### **2.5.6.5. Vida útil de funcionamiento.**

Esto depende de las pilas de celdas que se utilice, el cual puede disminuir el rendimiento lo que significa que debe reemplazarse. Se debe a que las membranas se desgastan conforme el tiempo pasa y más aún cuando avanzan los procesos de carga y descarga de la batería. Considerando un valor promedio de 1000 ciclos completos anuales de carga y descarga, la vida útil de las baterías va entre 10 a 15 años. Mientras que, realizando un adecuado mantenimiento de los demás elementos de la batería como tanques, tuberías, electrónica de potencia, controladores, etc., la VRFB puede operar hasta por más de 20 años [49].

#### **2.5.6.6. Mantenimiento.**

Es conveniente aplicar mantenimiento preventivo, e inspecciones de al menos 2 veces al año. También cada 5 años se deben reemplazar los cojinetes de las bombas. Los elementos electrónicos serán reemplazados cuando sea necesario. Las pilas de la batería tienen aproximadamente 10 años de vida útil y requieren mínimo mantenimiento. El electrolito no requiere mantenimiento, aunque se puede compensar el agua perdida durante la carga [49].

## **2.6. CALIDAD DE ENERGIA.**

### **2.6.1. Analizador de energía eléctrica.**

Los analizadores de calidad de energía eléctrica son equipos que permiten predecir, prevenir y solucionar problemas en sistemas de distribución e instalaciones eléctricas; por lo tanto, deben ser capaces de categorizar los fenómenos registrados según dicten las normas vigentes.

Para poder analizar la calidad de suministro eléctrico es necesaria la instalación de analizadores de medida eléctrica y obtener los datos para después ser procesados e interpretar la información recopilada. Estos analizadores deben ser capaces de sensor todos los fenómenos eléctricos que podrían afectar a la carga o a la fuente suministradora de la energía eléctrica.

### **2.6.2. Armónicos.**

Las perturbaciones más importantes que afectan a la forma de onda son los armónicos. Se trata de perturbaciones de frecuencia relativamente baja. Sus efectos son percibidos hasta un máximo de 2500 Hz y suelen ser responsables de sobrecalentamiento de transformadores y líneas de distribución, originan corrientes y pérdidas elevadas en el neutro de las instalaciones, disparos por sobre corriente en las protecciones, disparo de relés diferenciales, etc. No obstante, a pesar de lo que a veces se afirma, rara vez son la causa de fallos intempestivos tales como “reinicio” de equipos electrónicos, autómatas, etc. Estos últimos suelen ser debidos a fenómenos de interferencia electromagnética (EMI) de más alta frecuencia.

### **2.6.3. Eventos**

Es cualquier disturbio que afecta el flujo normal de potencia en un sistema eléctrico, tales como sags (caídas súbitas de tensión), swells y surges (incrementos súbitos de tensión) e interrupciones de corta o larga duración (ausencia completa del flujo eléctrico).

### **2.6.4. Interrupción**

Se denomina interrupción cuando la tensión en el punto de suministro de energía eléctrica es igual o inferior al 1% de la tensión nominal del sistema. Existen interrupciones programadas por mantenimiento de la empresa distribuidora o interrupciones por fallas en la red de distribución por causas adversas.

#### **2.6.5. Hueco de tensión**

Se denomina hueco de tensión cuando la tensión eficaz disminuye a un valor entre el 90% y 10% de la tensión nominal, su duración está en un intervalo entre 0.5 ciclos y 1 minuto, y luego de esto recupera los valores habituales de tensión. Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90 no son consideradas como huecos de tensión [52].

Las causas principales para que se produzcan huecos de tensión son los cortocircuitos en líneas eléctricas próximas, y pueden ser generadas por diversas causas como por ejemplo falla en los aislamientos de las líneas, por condiciones meteorológicas, aves grandes en contacto con las líneas de distribución o contacto de las mismas con ramas de árboles.

La mayoría de veces es muy difícil encontrar el origen de la falla debido a que ciertas maniobras en el sistema producen efectos parecidos a los de un cortocircuito, aunque menos intensos. Algunas de las maniobras del sistema que producen huecos de tensión pueden ser operaciones de carga de alto consumo, conexión/desconexión de condensadores, arranques de grandes motores, modificaciones en la topología de la red, etc. [53].

La tensión y la calidad del suministro eléctrico están relacionados directamente, por lo tanto, si la tensión disminuye la calidad de suministro también, lo que puede provocar fallos en equipos sensibles que estén conectados a la red ya que necesitan cierta calidad en su alimentación para su correcto funcionamiento.

### 2.6.6. Parpadeo (Flicker)

Se refiere a las fluctuaciones en el nivel de voltaje. Estas son debidas a la conexión de cargas cíclicas como hornos eléctricos o por oscilaciones subarmónicas (señales de frecuencia menor a la fundamental).

## 2.7. NORMATIVAS INTERNACIONALES Y NACIONALES UTILIZADAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

### 2.7.1. Regulación Nro. ARCONEL 005/18 y Resolución Nro. ARCONEL 053/18.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que todos los consumidores de energía eléctrica tienen el derecho de recibir de una forma eficiente energía de calidad, con el mínimo de interrupciones y a un precio asequible. La presente regulación establece parámetros e indicadores para evaluar los niveles de calidad de energía suministrada por parte de empresas distribuidoras, donde se consideran 4 variables esenciales para la evaluación de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica: Nivel de voltaje, Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker), Distorsión armónica de voltaje y Desequilibrio de voltaje.

#### 2.7.1.1. Atributos de calidad por parte de la distribuidora.

##### 2.7.1.1.1. Nivel de voltaje.

Variación en los registros de tensión en un punto de medición, durante un periodo de 7 días cada 10 minutos.

Índice utilizado para determinar la calidad de nivel de voltaje.

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad (15)$$

Donde:

$\Delta V_k$ : Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto  $k$ .

$V_k$ : Voltaje(rms) de suministro en el punto  $k$ , determinado como el promedio de las

medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

$V_n$ : Voltaje nominal en el punto  $k$ .

Límites:

Tabla 2.7.1 Límite para el índice de nivel de voltaje  
Fuente: ARCONEL 005/18.

Nivel de voltaje	Rango Admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y grupo 2)	$\pm 5.0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0 \%$

#### 2.7.1.1.2. Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker):

Se utiliza el índice de severidad de flicker de corta duración, y se establece que el mismo no deberá superar la unidad.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0.1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (16)$$

Dónde:

$P_{st}$  : Índice de severidad de flicker de corta duración

$P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$  : Niveles de efecto flicker que sobrepasan el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del total de todo el periodo de medición.

#### 2.7.1.2. Distorsión armónica de voltaje:

Es la distorsión de la forma de onda de voltaje o corriente de un sistema eléctrico. A continuación, se presentan los índices para la evaluación de la distorsión armónica individual y total de voltaje.

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (V_{h,i})^2} * 100 \quad [\%] \quad (17)$$

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_n} * 100 \quad [\%] \quad (18)$$

$$THD_k = \left[ \frac{1}{V_n} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] * 100 \text{ [%]} \quad (19)$$

Dónde:

$V_{h,k}$  Armónica de voltaje  $h$ .

$V_{h,i}$  Valor eficaz de la armónica de voltaje  $h$ .

$DV_{h,k}$  Factor de distorsión individual de voltaje de la armónica  $h$ .

$V_n$  Voltaje nominal en el punto de medición.

$THD_k$  Factor de distorsión armónica total del voltaje.

Limites:

*Tabla 2.7.2 Límites máximos de armónicos de voltaje.  
Fuente: ARCONEL [54].*

Nivel de voltaje	Armónica individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5.0	8.0
Medio Voltaje	3.0	5.0
Alto Voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto Voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

### 2.7.1.3. Desequilibrio de Voltaje:

El desequilibrio de voltaje será medido con la ecuación 20 y deberá ser menor al 2% en todas las mediciones de los niveles de voltaje [54].

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V_-}{V_+} * 100 \text{ [%]} \right| \quad (20)$$

Dónde:

$V_+$  = Componente de secuencia positiva de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas.

$V_-$  = Componente de secuencia negativa de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas.





#### 2.7.1.4. Factor de potencia

Se establece que el límite mínimo para que se cumpla el índice de calidad es de 0.92, si las muestras que están fuera del límite son superiores al 5% del total de muestras se establece que no se cumple con el índice de calidad de producto.

#### 2.7.2. Regulación ARCONEL 004/14.

Esta norma presenta los criterios y requisitos técnicos a tener en cuenta para conectar generadores renovables no convencionales en la red de transmisión y distribución. A continuación, se establecen los niveles máximos permitidos para contenido armónico, flicker y desbalance de tensión introducidos por sistemas de generación renovables no convencionales.

##### 2.7.2.1. Niveles máximos de armónicos

En el punto de conexión entre el generador y la red eléctrica se debe entregar una onda de voltaje cuyos niveles de armónicos no superen los valores descritos en la Tabla 2.7.3.

*Tabla 2.7.3 Límites máximos de armónicos de voltaje.  
Fuente: ARCONEL [55].*

Orden de la Armónica	Medio Voltaje (0,6kV ≤ Vn < 40kV)	Alto Voltaje (40kV ≤ Vn)
Armónicas Impares No Múltiplo de 3		
5	5	2
7	4	2
11	3	1,5
13	2,5	1,5
17 < h ≤ 49	1,9 x (17/h) - 0,2	1,2 x (17/h)
Armónicas Impares Múltiplo de 3		
3	4	1
9	1,2	0,3
15	0,3	0,2
21	0,2	0,2
21 < h ≤ 45	2	0,2
Armónicas Pares		
2	1,8	1,4
4	1	0,8
6	0,5	0,4
8	0,5	0,4
10 ≤ h ≤ 50	0,25 x (10/h) + 0,22	0,19 x (10/h) + 0,16
THD(%)	6,5	3

### 2.7.2.2. Variaciones periódicas de amplitud de voltaje.

Las variaciones periódicas de amplitud de voltaje deberán evaluarse con los índices mostrados en la Tabla 2.7.4.

*Tabla 2.7.4 Límites máximos de armónicos de voltaje.*

*Fuente: ARCONEL [55].*

Indicador	Límite
Pst Max	0,35
Plt Max	0,25

### 2.7.2.3. Desbalance de voltaje.

El desequilibrio de voltaje será medido con la ecuación 21 y deberá ser menor al 2% en todas las mediciones de los niveles de voltaje [55].

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V_-}{V_+} * 100 [\%] \right| \quad (21)$$

Dónde:

$V_+$  = Componente de secuencia positiva de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas.

$V_-$  = Componente de secuencia negativa de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas.

### 2.7.3. Regulación CONELEC 006-00 Procedimientos de despacho y operación.

La CENACE brinda los valores de frecuencia de operación en condiciones normales y anormales, también las medidas que se deben tomar en cuenta en condiciones de emergencia para una planta de generación.

Establece que el valor nominal de la frecuencia en condiciones normales de operación es de 60 Hz, y permite una variación de  $\pm 0.15$  Hz [56].

### 2.7.4. Regulación Nro. ARCONEL – 003/18.

La presente regulación denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. Esta regulación establece las condiciones para el desarrollo e implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de micro generación fotovoltaica  $\mu$ SFV hasta 100 kW de capacidad nominal instalada [57].

#### 2.7.4.1. Dimensionamiento.

La capacidad nominal máxima instalada del  $\mu$ SFV, para su diseño será determinada conforme la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} & \text{Capacidad nominal instalada} \\ &= \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i (kWh)}{\text{Factor de planta de diseño} * 8760 (h)} (kW) \end{aligned} \quad (22)$$

Donde:

*Emensual:* Energía mensual facturada al consumidor, en caso de no contar con este registro, se podrá realizar una proyección en el estudio técnico.

*Factor de planta de diseño* Será determinado en el estudio técnico.

El factor de planta del  $\mu$ SFV una vez instalado no podrá ser mayor que el factor de planta determinado en el diseño [57].

#### 2.7.4.2. Plazo de operación.

El plazo de operación del  $\mu$ SFV es de veinte años, contabilizados a partir de la fecha de entrada en operación, una vez culminado este periodo, el consumidor debe desconectar su  $\mu$ SFV de la red de la distribuidora, esta condición debe estar establecida en el contrato de suministro [57].

#### 2.7.4.3. Tratamiento comercial de la energía producida por sistemas fotovoltaicos $\mu$ SFV de baja capacidad.

La energía producida por el consumidor con  $\mu$ SFV estará destinada únicamente al auto consumo donde va a instalarse. En el caso de que produzca excedentes de energía estos podrán ser entregados a la red de baja o media tensión de la empresa de distribución y su liquidación monetaria se realiza a través de un mecanismo de balance mensual neto de energía, conforme al siguiente esquema [57].



Figura 2.7.1 Balance neto.  
Fuente: Autores.

#### 2.7.4.4. Liquidación de la energía entregada a la red de la empresa distribuidora.

La empresa distribuidora deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con  $\mu$ SFV, en base al reporte de la energía consumida y entregada que registre el equipo de medición según la expresión:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada en la red}) \quad (23)$$

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $< 0$ ; Remanente negativo

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $> 0$ ; Remanente positivo

En el caso de que presente un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del consumidor con  $\mu$ SFV, esta energía se considera como crédito que pasa al siguiente mes y así sucesivamente hasta un periodo máximo de reseteo. El periodo máximo de reseteo es de dos años a partir de la fecha de autorización de operación del  $\mu$ SFV, luego de lo cual empieza desde cero.

Por el contrario, en el caso de presentarse un remanente negativo la empresa distribuidora deberá facturar al consumidor el cual no estará sujeto al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado [57].

Corrección del punto de la Regulación ARCONEL 003-18: Liquidación de la energía entregada a la red de la empresa distribuidora.

Analizando la ecuación 23 de balance neto obtenemos que existirá un remanente negativo siempre y cuando el consumidor con  $\mu$ SFV entregue energía a la red.

En el numeral 12.1 de la regulación ARCONEL 003-18 se menciona: En el caso en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente negativo a facturar al consumidor, la empresa de distribución valorará la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario aprobado por ARCONEL y será facturada al consumidor conforme lo establece el contrato de suministro.

De igual manera analizando la ecuación 23 de balance neto tenemos que existirá un remanente positivo cuando el consumidor con  $\mu$ SFV consuma más energía de la red que de su sistema fotovoltaico, a su vez no entrega energía a la red.

En el numeral 12.1 de la regulación ARCONEL 003-18 se menciona: Si existe un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del consumidor con  $\mu$ SFV, esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente.

Se debe realizar una corrección en la ecuación planteada en la regulación, para que tenga sentido la facturación a los consumidores con  $\mu$ SFV.

Ecuación corregida:

$$\Delta E = (\text{Energía inyectada en la red} - \text{Energía consumida de la red}) \quad (24)$$

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $< 0$ ; Remanente negativo

$\Delta E$ : Resultado del balance neto  $> 0$ ; Remanente positivo

#### **2.7.4.5. Condiciones técnicas.**

El funcionamiento del  $\mu$ SFV no deberá provocar daños, alteración en los niveles de seguridad de la red, variaciones de voltaje y además aspectos relacionados con temas de calidad también el  $\mu$ SFV no deberá generar condiciones de inseguridad para el personal de mantenimiento [57].

#### **2.7.4.6. Definición del punto de conexión a la red de la empresa de distribución.**

- Para la definición del punto de conexión del consumidor con  $\mu$ SFV al sistema de distribución se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:
- Las conexiones a la red serán establecidas considerando la potencia de la instalación fotovoltaica, la existencia de cargas sensibles en la zona de conexión.
- Se podrán intercalar instalaciones fotovoltaicas en baja o media tensión en un mismo circuito de bajo voltaje, siempre y cuando la suma de ellos no exceda los 100 kW de capacidad nominal.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de distribución deberá intentar llegar a la unidad [57].

#### **2.7.4.7. Requerimientos técnicos para la conexión con el sistema de distribución.**

- El consumidor con  $\mu$ SFV deberá operar en el rango de voltaje entre un 90% y 110% del voltaje nominal de la red.

- La puesta en paralelo con el sistema no deberá generar variaciones en el voltaje de la red superiores a  $\pm 5\%$ .
- La variación máxima de frecuencia con la red será de  $\pm 0.5$  Hz.

#### **2.7.4.8. Condiciones de puesta a tierra.**

Todos los elementos metálicos relacionados con la instalación  $\mu$ SFV deberán estar conectadas a un único sistema de puesta a tierra, el cual deberá ser independiente de la empresa de distribución [57].

#### **2.7.5. Resolución Nro. ARCONEL 057-18.**

La resolución Nro. ARCONEL 057-18 es una reforma de la Regulación Nro. ARCONEL 003-18.

Se reforma el nombre de la Regulación Nro. ARCONEL 003-18, en: *“Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”* y se permite la participación de consumidores hasta de 300 kW de capacidad nominal instalada para consumidores residenciales, y para consumidores comerciales o industriales de hasta menos de 1000 kW [58].

#### **2.7.6. Regulación: Marco normativo para la participación de la generación distribuida.**

La presente Regulación no se encuentra vigente en la actualidad, pero busca sustituir la Regulación Nro. ARCONEL 003-18, establece las condiciones a observarse con relación al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida. Con respecto al dimensionamiento de la capacidad instalada y el tratamiento de las transacciones de energía de consumidores.

##### **2.7.6.1. Capacidad de generadores de propiedad de consumidores.**

Para el dimensionamiento en la capacidad del generador de propiedad de los consumidores se utiliza la ecuación 23 de la Regulación Nro. ARCONEL 003-18, sin embargo, se establecen límites con relación a capacidad nominal máxima



acumulada de centrales de generación distribuida que podrán conectarse a redes de bajo voltaje y alimentadores de medio voltaje [59].

#### 2.7.6.2. Tratamiento comercial de las transacciones de energía de consumidores.

En el presente marco normativo se corrige el error de la Regulación Nro. ARCONEL 003-18 y menciona que las Distribuidoras determinaran mensualmente la energía consumida desde la red de distribución y la energía inyectada a la red de distribución, y calculara la energía neta  $ENET_i$  [59].

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i$$

$ENET_i$ : Energía neta en el periodo mensual de consumo  $i$  (kWh).

$ERED_i$ : Energía consumida desde la red de distribución en el periodo mensual de consumo  $i$  (kWh).

$EINY_i$ : Energía inyectada por la central de generación distribuida (CGD) a la red de distribución en el periodo mensual de consumo  $i$  (kWh).

Si  $ENET_i \leq 0$ , la Distribuidora facturará al concepto por energía consumida, con valor cero, además [59]:

$$SE_i = ENET_i$$

Donde:

$SE_i$ : Saldo de energía a favor del consumidor obtenido en el mes  $i$  (kWh).

La distribuidora debe almacenar todos los registros de saldos de energía acumulado a favor del consumidor al concluir el mes  $i$ , discriminado por periodos mensuales, de los últimos doce periodos, incluido el periodo de consumo  $i$ .

$$SEA_i = \sum_{n=0}^{n=11} SE_{(i-n)}$$

Donde:

$SEA_i$ : Saldo de energía acumulado a favor del consumidor al concluir el periodo de consumo  $i$ , de los últimos doce periodos, incluido el periodo de consumo  $i$  (kWh).

$SE_{(i-n)}$ : Saldo de energía a favor del consumidor obtenido en el periodo de consumo  $i - n$ , con  $n [0 \ 11]$  (kWh).

Si  $ENET_i > 0$ .

Se verificará si el consumidor dispone de un saldo acumulado a su favor, si es el caso, utilizará parte o la totalidad del  $SEA_i$  para suplir la energía que le haya faltado en el mes  $i$ .

Se descontará los  $SE_{(i-n)}$  disponibles, empezando desde el periodo mensual más antiguo. Si con los  $SE_{(i-n)}$  se logra cubrir la totalidad de la energía faltante del consumidor, la distribuidora facturará al consumidor, en el período de consumo  $i$  por concepto de energía con valor cero, caso contrario la distribuidora facturará la energía faltante aplicando la tarifa que le corresponda al consumidor en el mes  $i$  [59].

#### **2.7.7. Normativa IEEE Std 519-2014.**

La Norma IEEE está enfocada a calidad en el suministro de energía eléctrica a un punto en común (PCC), enfocada a establecer límites para controlar armónicos de cualquier sistema eléctrico. Se utilizan los índices de distorsión de onda individual y a su vez los límites de distorsión armónica total (THD), esto en tensión y corriente [61].

Tabla 2.7.5 Límites de distorsión de voltaje.

Fuente: IEEE [61].

Voltaje de bus V en PCC	Individual armónico (%)	Armónico total de distorsión THD (%)
$V < 1\text{Kv}$	5	8
$1\text{ kV} < V \leq 69\text{ kV}$	3	5
$69\text{ kV} < V \leq 161\text{ kV}$	1.5	2.5
$161\text{ kV} < V$	1.0	1.5

Tabla 2.7.6 Límites para Índices de Distorsión Armónica Individual expresados en porcentajes de la tensión fundamental.

Fuente: IEEE [61].

Clasificación	Orden	Límite [%]	Clasificación	Orden	Límite [%]
Armónicas individuales impares múltiplos de 3	3	5,00	Armónicas individuales pares	2	2,00
	9	1,50		4	1,00
	15	0,30		6	0,50
	21	0,20		8	0,50
	27	0,20		10	0,50
	33	0,20		12	0,50
	39	0,20		14	0,50
Armónicas individuales impares no múltiplos de 3	5	6,00		16	0,50
	7	5,00		18	0,50
	11	3,50		20	0,50
	13	3,00		22	0,50
	17	2,00		24	0,50
	19	1,50		26	0,50
	23	1,50		28	0,50
	25	1,50		30	0,50
	29	1,32		32	0,50
	31	1,25		34	0,50
	35	1,13		36	0,50
	37	1,08		38	0,50
				40	0,50

## 2.7.8. Normativa IEEE Std 929-2000.

Esta práctica es válida para sistemas fotovoltaicos que se encuentran conectados en paralelo con la red y que usan inversores estáticos para realizar la conversión de AC/DC. Las recomendaciones vienen dadas para sistemas pequeños (10kW o menos), medianos (10kW a 500kW) y grandes (mayor a los 500 kW).

Establece 4 indicadores de calidad de energía y los límites que deben cumplir los mismos para sistemas fotovoltaicos que se encuentren dentro de esta normativa. Estos 4 indicadores son voltaje, flicker, frecuencia y distorsión. Estos parámetros de calidad de energía se establecen en el punto común de acoplamiento del sistema.

#### **2.7.8.1. Rango de operación de voltaje**

El rango de voltaje de operación para los inversores fotovoltaicos se ajustará y seleccionará de modo que brinde protección, mas no como una forma de regulación de voltaje. Teniendo en cuenta que la corriente de inyección de los inversores puede alterar el voltaje de la red, la norma establece que los reguladores de voltaje operaran normalmente siempre y cuando la magnitud de la corriente de inyección fotovoltaica a la línea de la red pública siga siendo menor que la carga en esa línea caso contrario se deberá tomar acciones correctivas.

#### **2.7.8.2. Flicker.**

Establece los límites máximos que debe cumplir el flicker producido por el punto de acoplamiento común entre los inversores y la red pública, el punto común de acoplamiento el flicker no debe exceder el límite máximo de la curva de irritación establecido en IEEE Std 519-2014 [61].

#### **2.7.8.3. Frecuencia.**

Los rangos de frecuencia de operación en sistemas fotovoltaicos para América del norte se encuentran entre el 59.3–60.5 Hz. Sistemas fotovoltaicos instalados en cualquier otro país deberán seguir las normas de frecuencia de operación de dicho país.

#### **2.7.8.4. Distorsión de forma de onda.**

Para evitar daños a otros equipos conectados a la red pública, se establecen niveles de distorsión de corriente que se deben cumplir, la distorsión armónica total de corriente debe ser inferior al 5% de la frecuencia armónica fundamental a la salida

del inversor, los armónicos individuales deben cumplir los porcentajes ya definidos, mismos que se presentan en la Tabla 2.7.7.

*Tabla 2.7.7 Límites de distorsión recomendados en IEEE Std 519-1992.*

*Fuente: IEEE [62].*

Armónicos Impares	Límite de Distorsión
$3^{rd} - 9^{th}$	$< 4.0\%$
$11^{th} - 15^{th}$	$< 2.0\%$
$17^{th} - 21^{st}$	$< 1.5\%$
$23^{rd} - 33^{rd}$	$< 0.6\%$
Sobre el $33^{rd}$	$< 0.3\%$

## CAPÍTULO 3 – METODOLOGÍA

### 3.1. UBICACIÓN, INFRAESTRUCTURA E INFORMACIÓN DEL CENTRO HOSPITALARIO

#### 3.1.1. Introducción.

El cantón Taisha limita por la parte norte con Pastaza, en la parte sur forma parte de la frontera con Perú al igual que en el Este; en la parte Oeste limita con algunos cantones de Morona Santiago. Taisha tiene una superficie aproximada de  $6.169,69 \text{ km}^2$ . El cantón de Taisha fue fundado el 28 de junio de 1996, cuyo centro cantonal se sitúa en las coordenadas  $220970S, 9736535W$ , a una altitud de  $510 \text{ msnm}$  aproximadamente [63].

Los idiomas que se hablan son: shuar, achuar y castellano. Los medios de transporte disponibles más usados en el cantón son el aéreo, terrestre y el fluvial. Varias comunidades disponen de pistas de aterrizaje para avionetas que pueden ingresar en el mejor de los casos con hasta 1000 kilogramos de peso [63]. La forma de acceder a las comunidades del cantón Taisha es diversa; el flete aéreo depende principalmente de los recursos disponibles.

Al centro parroquial del Canto Taisha se puede ingresar por vía aérea y terrestre, para el ingreso a las comunidades del cantón solo se dispone de vía aérea y fluvial, por lo que la mayoría de comunidades tienen pista de aterrizaje. Desde Macas el costo de cada vuelo varía entre US\$ 300 a US\$ 600, dependiendo de la comunidad a la que se dirige y el tiempo de vuelo oscila entre 30 y 50 minutos respectivamente. Cabe señalar que el costo de este transporte es con un tiempo de espera máximo de 1 hora [64].

#### 3.1.2. Sector eléctrico en el cantón Taisha.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. es la encargada de brindar el servicio de energía eléctrica al cantón Taisha, el suministro de energía al centro del cantón se lo realiza por medio de la red convencional. Sin embargo, para suministrar

energía eléctrica a ciertas comunidades del cantón que no cuentan con vías de acceso terrestre, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A instaló el proyecto YANTSA ii ETSARI (Generación solar fotovoltaica).

### 3.1.2.1. Situación actual de la red convencional del Cantón Taisha.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. se encarga de prestar servicios de energía eléctrica y alumbrado, cuenta con un área de concesión de 30.2773,40 km<sup>2</sup>, donde el 26% corresponde a la provincia de Azuay, el 65% a la provincia de Morona Santiago y el 9% restante a la provincia del Cañar [65]. En la actualidad el centro parroquial de Taisha se encuentra suministrado por una línea de 22 kV, que tiene una longitud de 80 km aproximadamente desde Macas al centro parroquial.

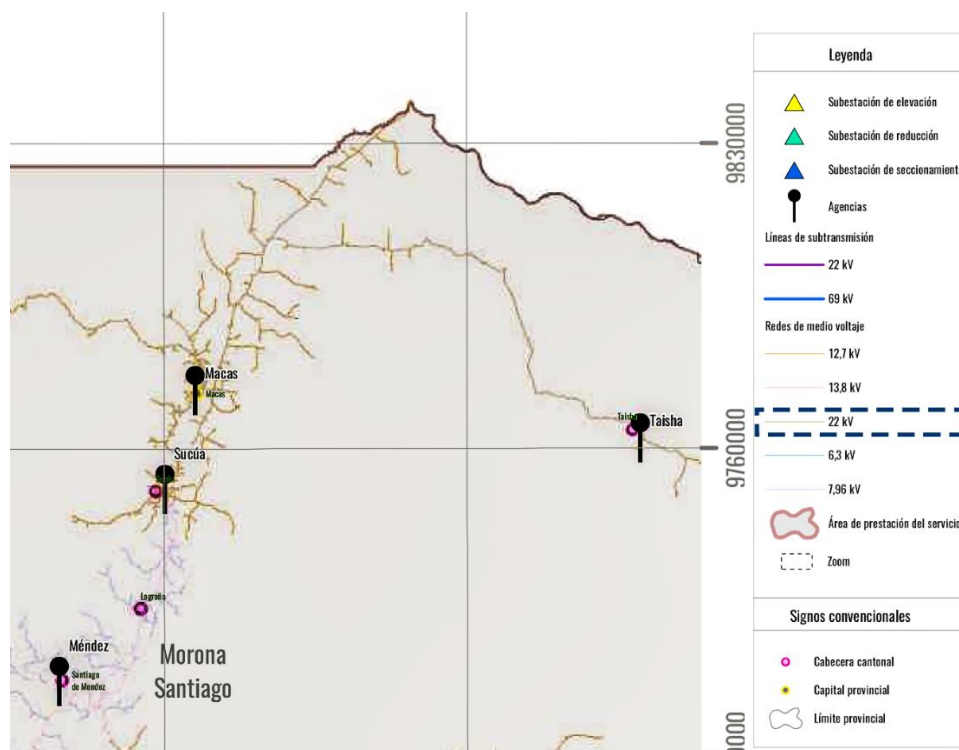


Figura 3.1.1 Ubicación del Cantón Taisha - Morona Santiago  
Fuente: ARCONEL, Imagen tomada de [65].



### 3.1.2.2. Instalaciones solares Fotovoltaicas.

La energía solar fotovoltaica es muy utilizada en las comunidades indígenas del Cantón Taisha, debido a que no existen vías de acceso, ni redes de distribución a ciertas comunidades. Buscando mejorar la calidad de vida de las personas que pertenecen al cantón Taisha y que no tienen acceso a la red eléctrica se han llevado a cabo los programas FERUM 2008 y FERUM 2010 Energías Renovables. Mediante estos programas se instalaron cerca de 2000 sistemas fotovoltaicos domiciliarios [66].

### 3.1.2.3. Generación de energía con fuentes de energía no renovable.

En el cantón Taisha existen una central térmica de turbo vapor de 0.24 MW de potencia nominal [65]. En enero de 2010 se firmó el convenio de cooperación entre MEER – GAD Cantón Taisha – CENTROSUR, con el objeto de que la generación térmica en el centro parroquial de Taisha quedaría a cargo de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. Se implementó un grupo electrógeno de la marca HIMOINSA con potencia de 308 kW, Trifásico, 220/22000 voltios [64].

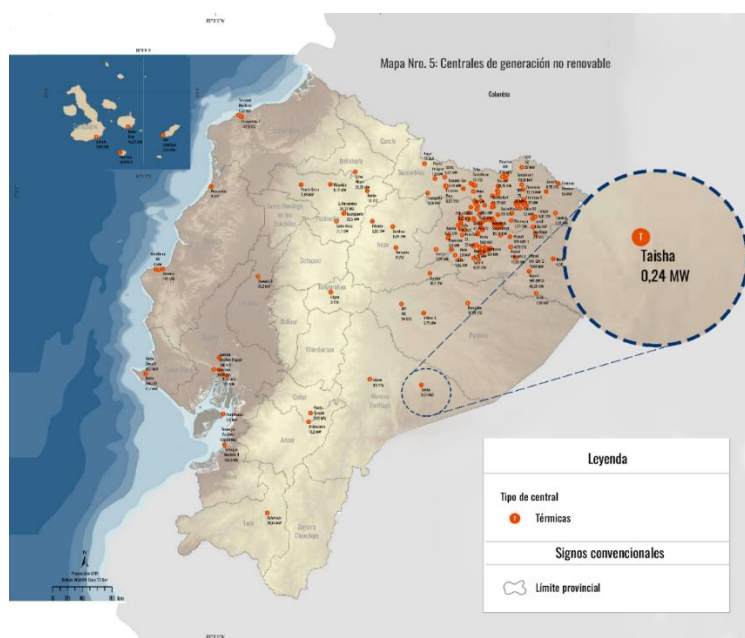


Figura 3.1.2 Potencia solar fotovoltaica instalada en el canton Taisha.  
Fuente: ARCONEL, Imagen tomada de [65].

### **3.1.3. Tipo de centro hospitalario.**

En el Ecuador los establecimientos que pertenecen al Sistema Nacional de salud se clasifican por niveles, y estos niveles dependen de la capacidad resolutive de cada establecimiento.

#### **3.1.3.1. Primer nivel de atención.**

Solo aquellos que se encuentran más disponibles y cercanos a la población, prestan varios servicios de salud, tales como prevención de enfermedades, recuperación rehabilitación, etc. También, proporcionan a los pacientes atención de urgencia y emergencia, esto puede variar dependiendo a su capacidad resolutive. Todas las instituciones que se encuentran dentro del primer nivel de atención están clasificadas por los siguientes tipos [67]:

- Puesto de Salud.
- Consultorio General.
- Centro de Salud A.
- Centro de Salud B.
- Centro de Salud C.

#### **3.1.3.2. Segundo nivel de atención.**

Dentro del segundo nivel de atención se encuentran los establecimientos que prestan servicios de atención ambulatoria especializada y brindan hospitalización a pacientes que lo requieran [67].

A continuación, se mencionan los establecimientos que forman parte del segundo nivel de atención.

##### **3.1.3.2.1. Ambulatorio.**

- Consultorio de especialidad (es) Clínico – Quirúrgico.

La atención en este establecimiento es brindada por profesionales médicos de muchas ramas de la medicina, y poseen estudios de cuarto nivel en especialidades clínico-quirúrgicas.

- Centro de especialidades.

Proporciona atención de consulta médica general y asistencia de especialidades, normalmente cuentan con más de una especialidad clínica y/o quirúrgica.

- Centro clínico – quirúrgico ambulatorio.

Es un establecimiento ambulatorio que proporciona servicios de consulta externa y cuenta con farmacia institucional, donde cada uno de sus medicamentos es autorizado.

#### **3.1.3.2.2. Hospitalario.**

- Hospital básico.

Este establecimiento de salud brinda servicios de atención clínica y/o quirúrgica, consulta externa, emergencia en Medicina interna. Dispone de servicios de apoyo de diagnóstico, servicios de tratamiento, servicios técnicos de apoyo, farmacia institucional o farmacia interna y posee un servicio de ambulancia básica.

- Hospital general.

Proporciona servicios de consulta externa, servicios de emergencia y cuenta con profesionales en especialidades clínicas y/o quirúrgicas. Posee servicios de cuidados de enfermería, servicios de apoyo de diagnóstico, servicios técnicos de apoyo como farmacia institucional o farmacia interna dependiendo si el establecimiento es público o privado; en farmacia todos los medicamentos son autorizados por la Autoridad Sanitaria Nacional [67].

#### **3.1.3.3. Tercer nivel de atención.**

Aquí constan los establecimientos que tienen especialidad y equipos que no se encuentran en el segundo nivel de atención, brinda servicios ambulatorios y

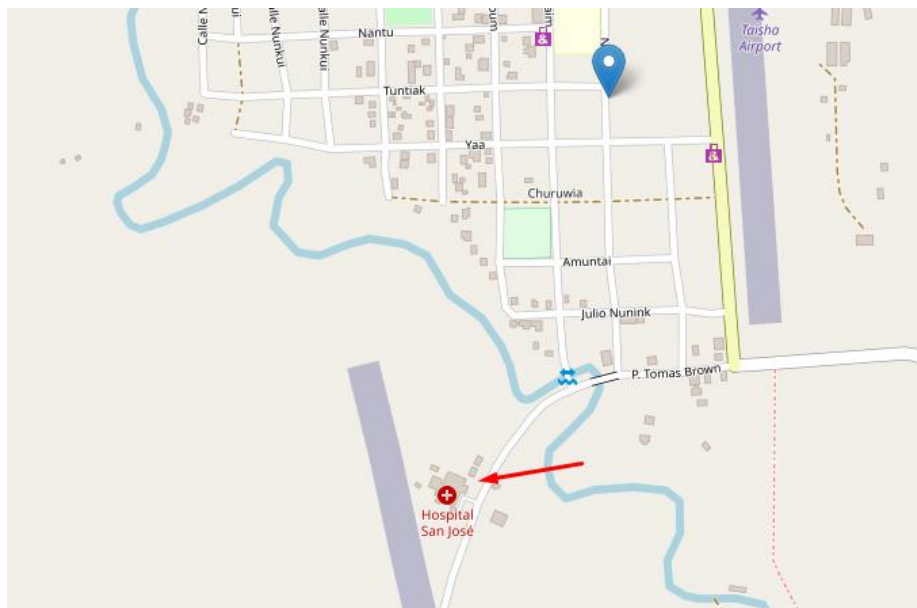
especializados. Estos establecimientos ya resuelven problemas de salud en los pacientes que pueden ser considerados de complejidad muy alta, pueden realizar trasplantes y cuentan con especialidades clínico-quirúrgicas [67].

#### 3.1.3.4. Cuarto nivel de atención.

El Cuarto Nivel de Atención está conformado por establecimientos encargados de prestar servicios especializados. Se concentran en la experimentación clínica en salud [67].

#### 3.1.4. Información del centro hospitalario.

El hospital básico de Taisha - San José, se encuentra ubicado en la parroquia de Taisha de la provincia de Morona Santiago en el distrito 14D05.



*Figura 3.1.3 Ubicación del Centro Hospitalario de Taisha San José.  
Fuente: Elaboración propia, Imagen tomada de [68].*

El hospital básico de segundo nivel San José de Taisha atiende a los siguientes requerimientos generales:

## Emergencia

Hospitalización:

- Sala de partos



- Quirófano
- Electrocardiograma
- Trabajo Social
- Psicología
- Epidermiología
- Vigilancia de salud
- Programa amplio de Inmunización

Consulta externa:

- Medicina Interna
- Medicina Familiar
- Medicina General
- Pediatría
- Odontología
- Ginecoobstetricia
- Salud Mental

Apoyo al diagnóstico:

- Laboratorio Clínico
- Imagenología
- Electrocardiografía
- Telesalud



*Figura 3.1.4 Hospital básico de segundo nivel - San José de Taisha*  
Fuente: Autores.

### 3.1.5. Inventario de equipos eléctricos del centro hospitalario.

El Hospital San José de Taisha cuenta con distintos departamentos y cada uno de ellos cuenta con equipos sensibles que necesitan de energía eléctrica de calidad para su correcto funcionamiento. A continuación, se presenta una lista de los equipos con los que cuenta cada departamento del hospital.

*Tabla 3.1.1 Listado de equipos del hospital básico de Taisha-San José.*  
Fuente: Propia

Departamento	Cantidad	Equipo	Voltaje (V)	Corriente (A)	Potencia (W)
Hospital	3	Aire acondicionado tipo Split EAC-18CS/Bk0112	220	10.2	2250
	2	Aire acondicionado tipo Split EAC-12CS/BSBH12	220	6.1	1350
	2	Aire acondicionado tipo Split MSG 24	220	16	3200
	1	Aire acondicionado AA AS S24 220 BL	220	17	3750
	7	Aire acondicionado con bomba de frío AS-18C2/EL	220	12.6	2700
Sala de Parto	1	Aparato de succión eléctrica YX930L	110	1.35	150
	1	Incubadora radiante SM-401	120	12	1440
	2	Incubadora de transporte TI-2000	120	3.3	400

Sala de esterilización	2	Esterilizador de aire caliente GX125BE	220	10.45	2300
	1	Esterilizador de aire caliente GX230BE	220	13.6	3000
Lavandería	3	Lavadora Automática	120	5.97	693
	1	Secadora	120	6	720
Almacenamiento de productos	1	Refrigeradora Vitrina	120	7.6	912
	1	Refrigeradora	120	1.4	170
Sala de Espera	1	TV LG 50LB5610	120	1.2	144
Laboratorio	1	Microscopio Better Scientific	120	0.15	20
	1	Centrifugadoras D-78532	120	3	360
	1	Microscopio Binocular	110	0.13	15
	1	Erba Lyte Ca Plus	110	0.54	60
	1	Analizador automático de hematología Bc-2800	110	1.63	180
	1	Analizador de bioquímica CHEM-7	110	0.9	100
	1	Refrigerador de banco de sangre	120	1.41	170
Vacunas	1	Congelador Parrot 1300	110	1.9	210
	1	Congelador Dometic TCW-3000AC	115	4.2	260
	1	Congelador Dometic RCW50DC	110	0.72	80
	1	Congelador Bosh CHN31	110	1.13	125
	1	Congelador Dometic TFW800	115	3.6	414
Odontología	1	Esterilizador de vapor 2540M	120	11.7	1400
	1	Esterilizador de vapor GX125BE	220	10.45	2300
	1	Compresor SCHULZ 1HP	115	15	750
Consultorio	1	Equipo de diagnóstico ultrasónico SONO-ONE	110	0.54	60
Cocina	1	Cook 150 ACRU 150R5B	220	3.4	750

	1	Refrigeradora	120	1.4	170
--	---	---------------	-----	-----	-----

### 3.1.6. Sistema de respaldo del centro hospitalario.

El centro hospitalario cuenta con el sistema de respaldo LEEGA Modelo N° LA215, el cual está conectado únicamente a las cargas críticas como son el área de emergencia, vacunas e iluminación.



Figura 3.1.5 Alternador sincrónico sin escobillas Modelo: LG22YD1  
Fuente: LEGGA, Imagen tomada de [69].

Tabla 3.1.2 Especificaciones eléctricas del alternador LG22YD1.  
Fuente: LEGGA [69].

Especificaciones Eléctricas	
Modelo	LG22YD1
Potencia Prime	20 KVA - 16 kW
Potencia Stand By	22 KVA - 17.6 kW
Combustible	Diésel A/C
Voltaje	120/208 VAC
Amperaje	56.0 A 1800 RPM
Frecuencia	60 Hz
FP	0.8



*Tabla 3.1.3 Especificaciones mecánicas del alternador LEEGA LA215.  
Fuente: LEGGA [69].*

Especificaciones Mecánica del Alternador	
Modelo	LEEGA LA215
Cilindrada	2,270cc
Tipo de Motor	Motor Diésel
Motor	YANGDONG LN485D
Número de Cilindros	N/D
Aceite Recomendado	15W40 API CH4 o CI4
Encendido	Eléctrico Batería y mantenedor de batería 24 V
Regulación de Voltaje	SX460
Sistema de Enfriamiento	Por Agua
Indicador Nivel Combustible	Sí
Capacidad del Tanque	N/A
Peso	103 Kg
Medidas	1140 x 850 x 2110 cm (alto x ancho x largo)

## 3.2. ANALISIS DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN CAMPO.

### 3.2.1. Piranómetro CMP3.

El piranómetro CMP3 es un instrumento que nos permite medir la irradiación solar, cuenta con un sensor termopila que permite medir la energía solar recibida. Su rendimiento se registra en vatios por metro cuadrado. El piranómetro CMP3 está diseñado para un uso continuo [70].



*Figura 3.2.1 Sensor Piranómetro CMP3  
Fuente: Kippzonen, Imagen tomada de [13].*

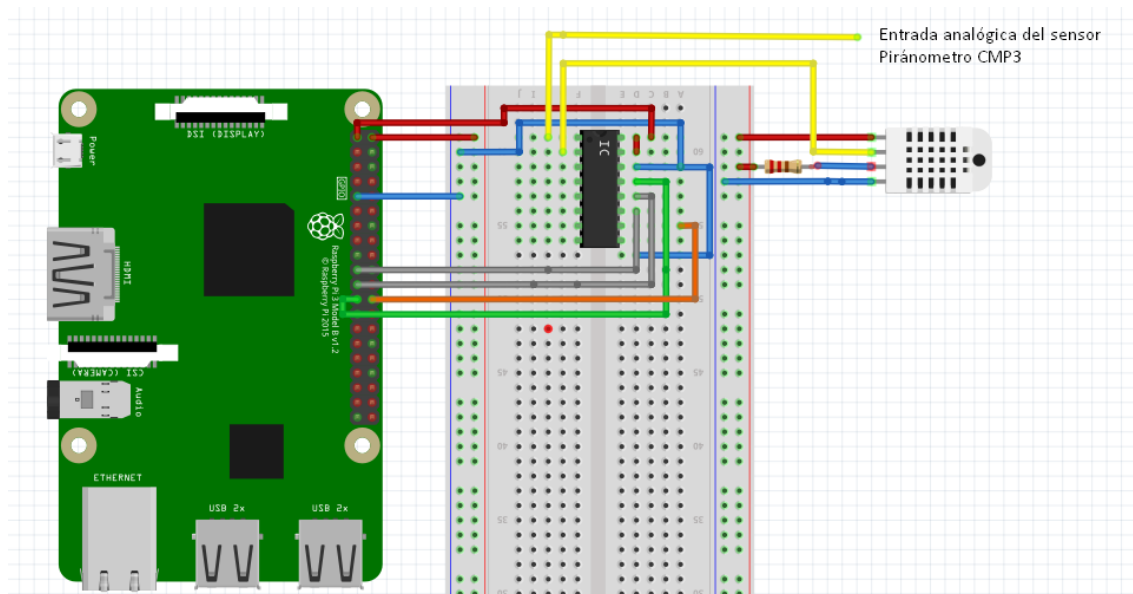
En la siguiente tabla se presentan las especificaciones y características del piranómetro utilizado para nuestro estudio.

Tabla 3.2.1 Especificaciones del Piranómetro CMP3  
Fuente: Kippzonen [13].

Especificaciones	CMP3
Clasificación ISO 9060:1990	Segunda clase
Rango espectral (50% punto)	300 a 2800nm
Sensibilidad	5 a 20 $\mu$ V/W/m <sup>2</sup>
Impedancia	20 a 200 $\Omega$
Rango de salida prevista (0 a 1500 W/m <sup>2</sup> )	0 a 30mV
Radiación máxima	2200 W/m <sup>2</sup>
Tiempo de respuesta (63%)	< 6s
Tiempo de respuesta (95%)	< 18s
Offset cero	
(a) radiación térmica (200 W/m <sup>2</sup> )	< 15 W/m <sup>2</sup>
(b) cambio de temperatura (5 K/h)	< 5 W/m <sup>2</sup>
No estabilidad (cambio/año)	< 1%
No linealidad (100 a 1000 W/m <sup>2</sup> )	< 1%
Respuesta direccional (a 80° a la rayo de 1000 W/m <sup>2</sup> )	< 20 W/m <sup>2</sup>
Selectividad espectral (350 a 1500 nm)	< 3%
Respuesta temperatura	< 5% (-10°C a +40°C)
Respuesta de inclinación (0° a 90° a 1000 W/m <sup>2</sup> )	< 1%
Campo de visión	180°
Precisión de nivel de burbuja	< 0,2°
Salida del sensor de temperatura	
Tipo de detector	Termopila
Temperatura de funcionamiento	-40°C a +80°C
Temperatura de almacenamiento	-40°C a +80°C
Rango de humedad	0 a 100% sin condensación
Grado de protección IP	67
Aplicaciones recomendadas	Estaciones meteorológicas y medidas en campo

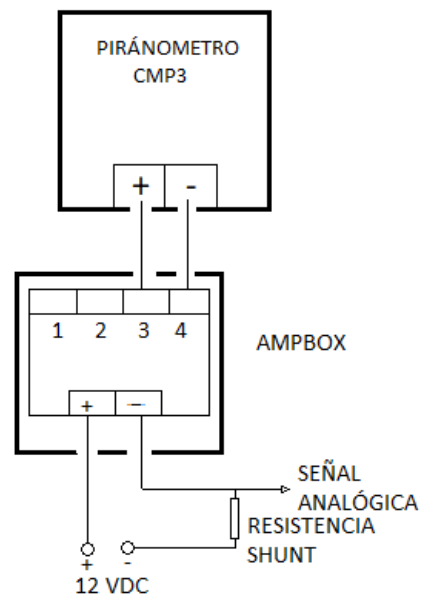
### 3.2.2. Esquema de conexión del piranómetro CMP3.

Para la adquisición de datos de la irradiancia, así como la temperatura y humedad del ambiente se ha utilizado un ordenador de placa reducida Raspberry Pi 3 conjuntamente conectado a un circuito integrado CMP3008 para la conversión de analógico - digital debido a que la Raspberry Pi 3 carece de entradas analógicas. El esquema de conexión es como se muestra en la Figura 3.2.2.



*Figura 3.2.2 Diagrama de conexión de la Raspberry Pi 3.*  
*Fuente: Autores.*

El la Figura 3.2.3 se puede observar el esquema de conexión del sensor piranómetro CMP3 recomendado por la empresa fabricante Kippzonen.



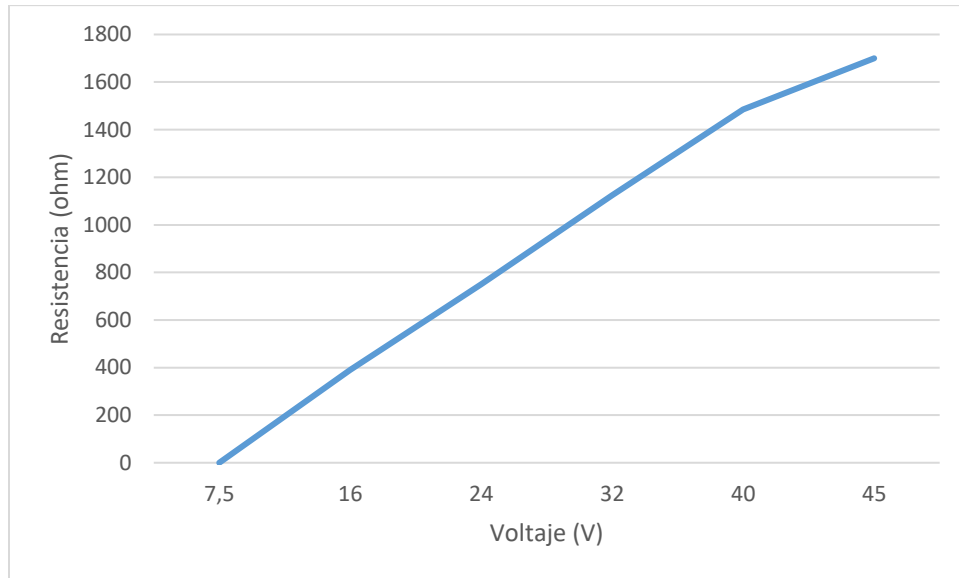
*Figura 3.2.3 Esquema de conexión del piranómetro.  
Fuente: Elaboración Propia. Imagen tomada de [70].*

Para la selección de la resistencia shunt se considera lo siguiente:

- Voltaje requerido en la entrada del ADC es de 3.3V y una corriente de 20 mA, la resistencia es:

$$R = \frac{V_{in}}{I_{in}} = \frac{3.3}{20E - 3} = 165 \, \Omega$$

- Fuente de alimentación para la resistencia shunt de  $165 \, \Omega$  mediante la Figura 3.2.4 recomendada por el fabricante escogemos la fuente más cercana, esta es de 12V.



*Figura 3.2.4 Diagrama RL en función de la tensión de funcionamiento.  
Fuente: Elaboración Propia, Datos tomados de [70].*

En la Figura 3.2.5 se realizó la comprobación de los valores de voltaje en la resistencia shunt los cuales estaban en el rango de 0.2 V a 3 V.



*Figura 3.2.5 Prueba básica del funcionamiento del piranómetro.*

*Fuente: Autores*

### **3.2.3. Pruebas del piranómetro CMP3.**

Para comprobar el correcto funcionamiento del sensor piranómetro se recabaron datos de 5 días con el fin de compararlos con la potencia suministrada por los paneles del laboratorio de la Universidad de Cuenca ubicado en Balzay. La Figura 3.2.6 que se muestra a continuación, corresponde a las comparaciones de las medidas del piranómetro CMP3 con las medidas de la curva de potencia de los paneles solares del laboratorio de la Universidad de Cuenca ubicado en Balzay con un intervalo de 1 segundo.

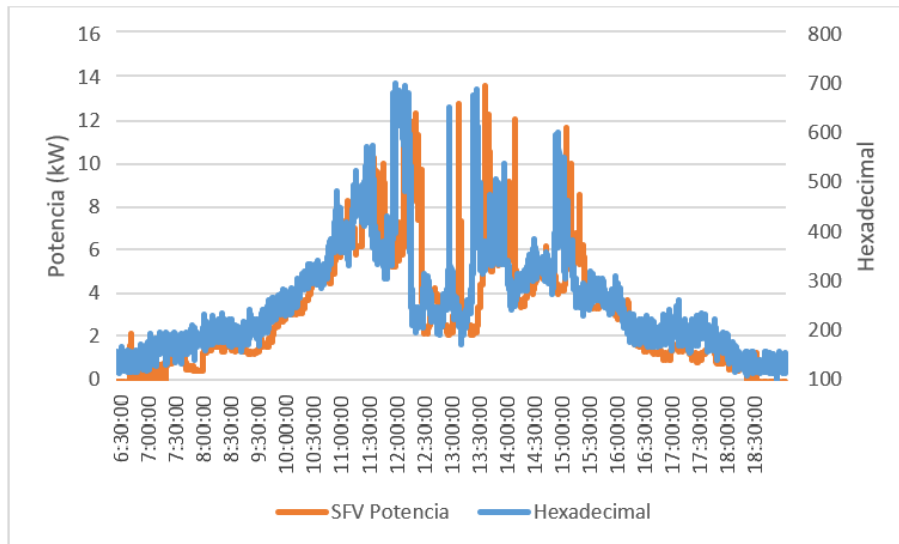


Figura 3.2.6 Comparación de la curva de potencia de los paneles ubicados en el laboratorio de Balzay (Scada) Vs datos hexadecimales tomados por la Raspberry Pi 3.  
Fuente: Autores.

Al comparar las curvas de potencia de los paneles ubicados en el laboratorio de Balzay se pudo observar que, entre el sistema Scada del laboratorio de Balzay y la Raspberry Pi 3 hay una diferencia de tiempo como se muestra en la Figura 3.2.7 el cual es de 10 minutos con 37 segundos.

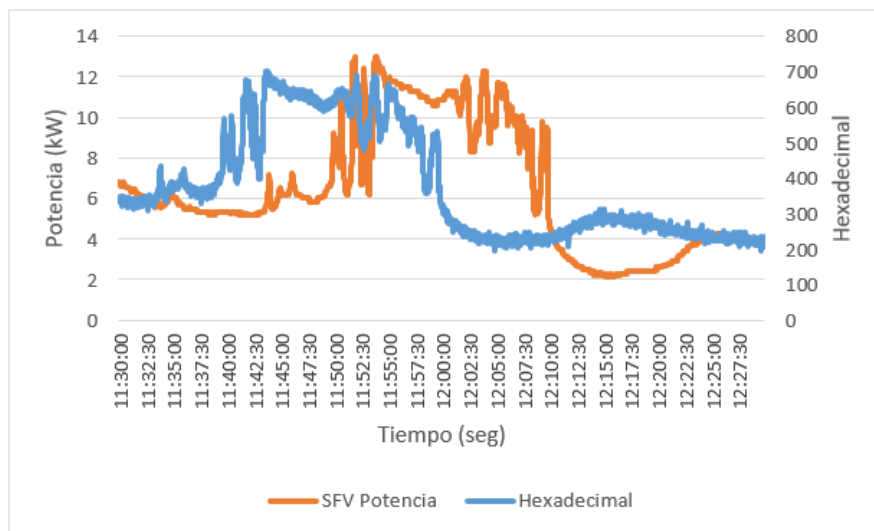


Figura 3.2.7 Comparación de la curva de potencia de los paneles ubicados en el laboratorio de Balzay (Scada) Vs datos hexadecimales tomados por la Raspberry Pi 3 en un intervalo de tiempo.  
Fuente: Autores.

Una vez realizadas las correcciones entre el sistema Scada del laboratorio de Balzay y la Raspberry Pi 3 se puede observar en las siguientes graficas la sincronización del tiempo.

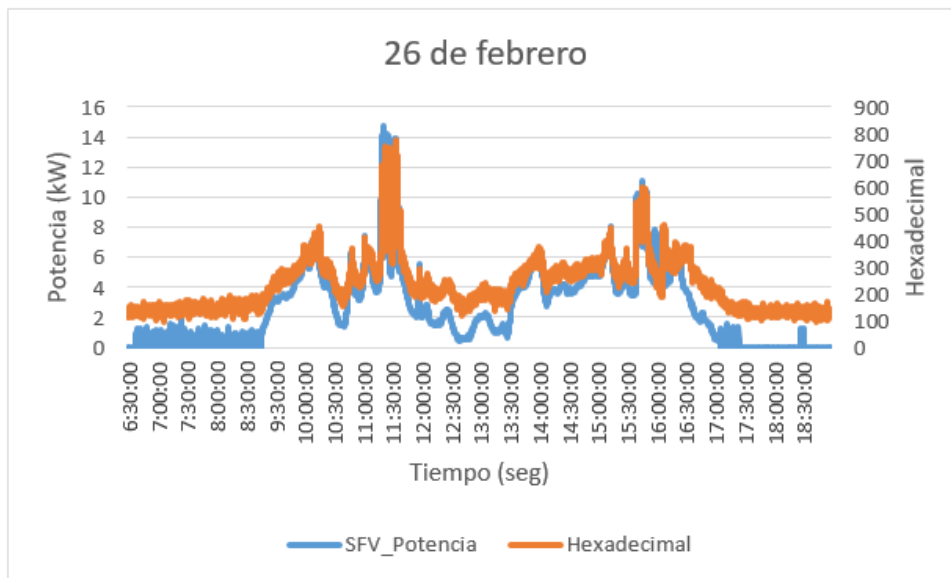


Figura 3.2.8 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 26/02/2020  
Fuente: Autores.

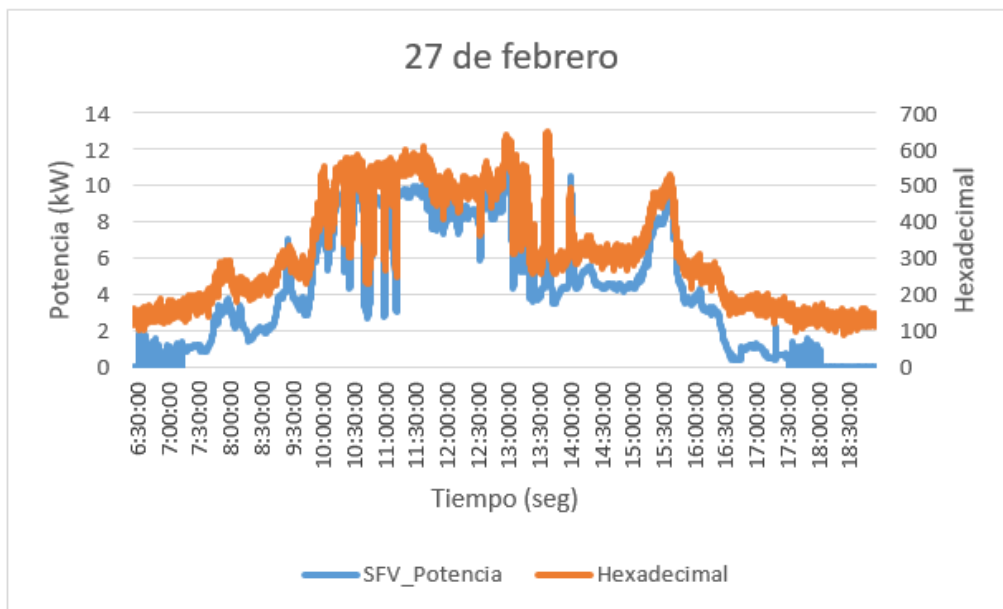


Figura 3.2.9 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 27/02/2020  
Fuente: Autores.

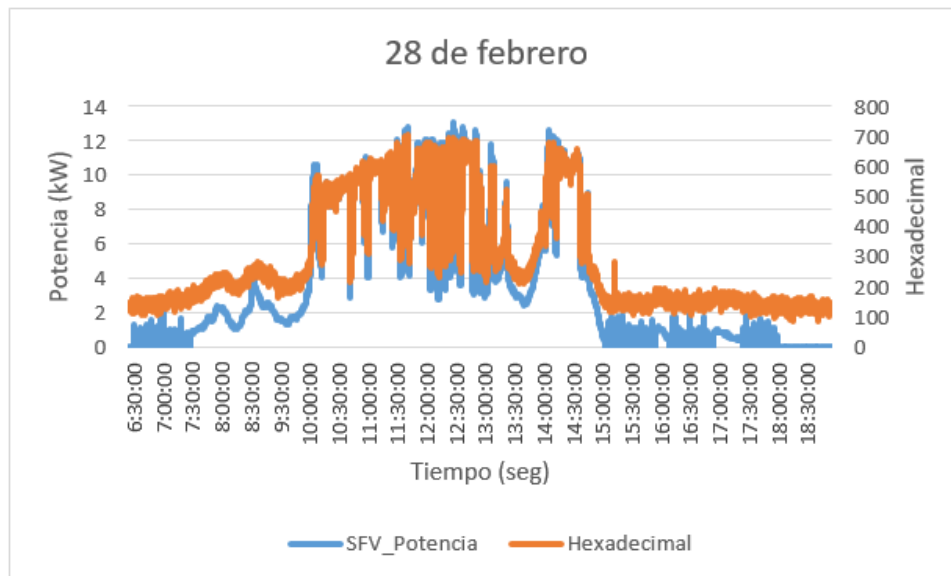


Figura 3.2.10 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 28/02/2020  
Fuente: Autores.

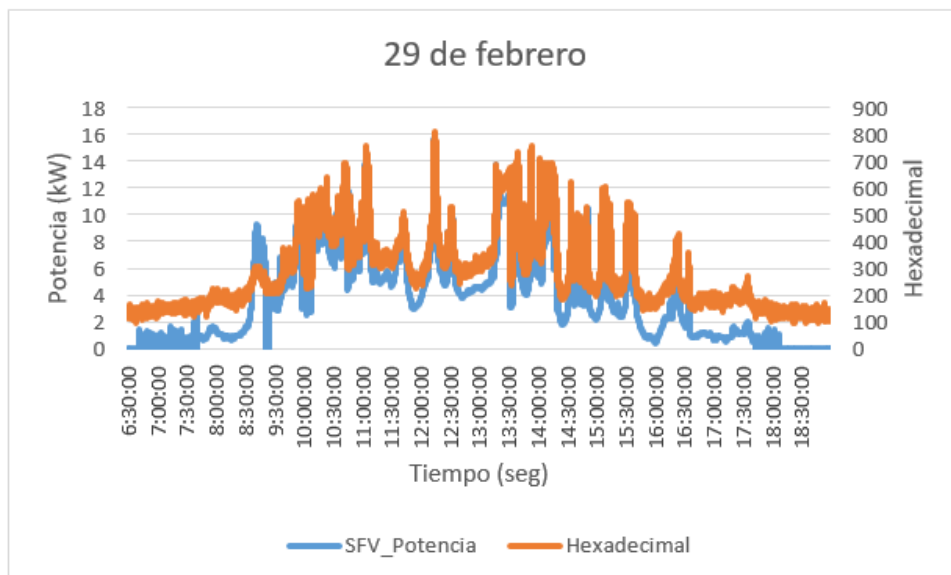


Figura 3.2.11 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 29/02/2020  
Fuente: Autores.



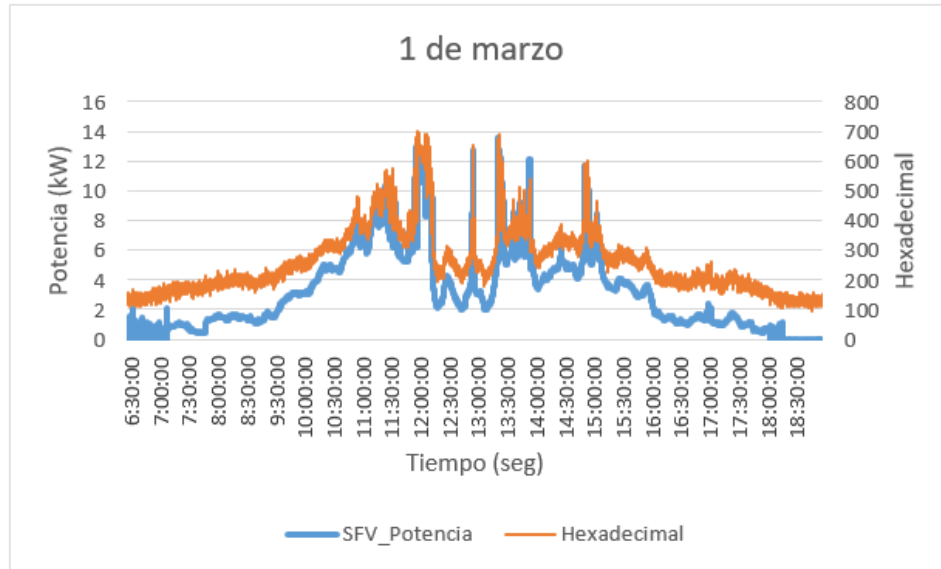
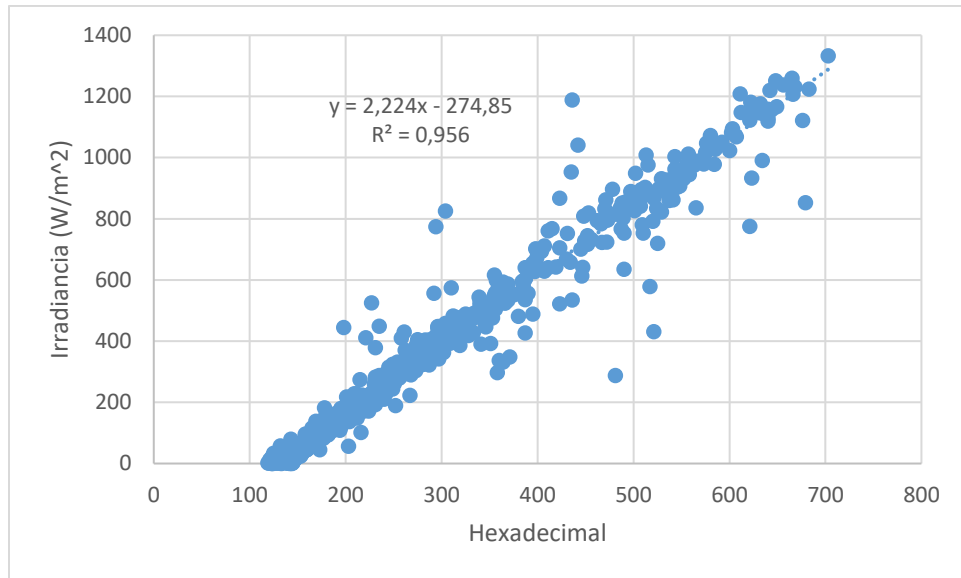


Figura 3.2.12 Comparación de la curva de irradiancia del piranómetro CMP3 con la curva de potencia de paneles solares en el día 01/03/2020

Fuente: Autores.

Con los datos obtenidos de 5 días de medición en el laboratorio Smart Grid de la Universidad de Cuenca, se calcula la ecuación de irradiancia en función a los valores hexadecimales obtenidos por la Raspberry pi 3. El cual tiene en cuenta los siguientes aspectos:

- Correcta conversión a hexadecimal entre el sistema de medición y la Raspberry Pi 3.
- Sincronización de tiempos entre el sistema Scada vs Raspberry Pi 3.
- Regresión lineal con los datos obtenidos de los 5 días con relación de las variables.
- Valor hexadecimal obtenido en la Raspberry Pi 3
- Irradiancia obtenida del laboratorio Smart Grid de la Universidad de Cuenca



*Figura 3.2.13 Regresión lineal entre voltaje e irradiancia.  
Fuente: Autores.*

Mediante una regresión lineal, la función con mayor aproximación a la nube de puntos mostrada en la Figura 3.2.13 es la siguiente:

$$y = 2224 * x - 274.85 \quad (25)$$

Donde:

y: Irradiancia  $W/m^2$

x: Valor hexadecimal

Para el rango de valores típicos de irradiancia se concluye que un día puede estar: totalmente nublado, parcialmente nublado y el cielo despejado como se puede observar en la Figura 3.2.14.



*Figura 3.2.14 Típicos valores de irradiancia.  
Fuente: Elaboración Propia, Imagen tomada de [70].*

Se concluye que en los días 26 de febrero y 1 de marzo la mayor parte del día correspondió al día parcialmente nublado; mientras que para los días 27, 28 y 29 de febrero los resultados muestran que la mayor parte del día se presentó un cielo despejado tal como se puede observar desde la Figura 3.2.15 hasta la Figura 3.2.19.

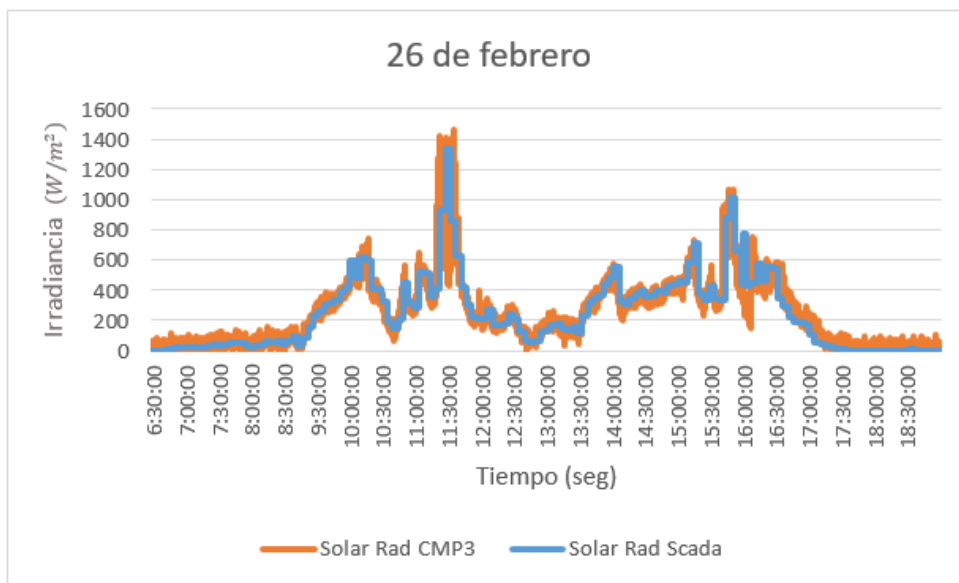


Figura 3.2.15 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 26/02/2020.  
Fuente: Autores.

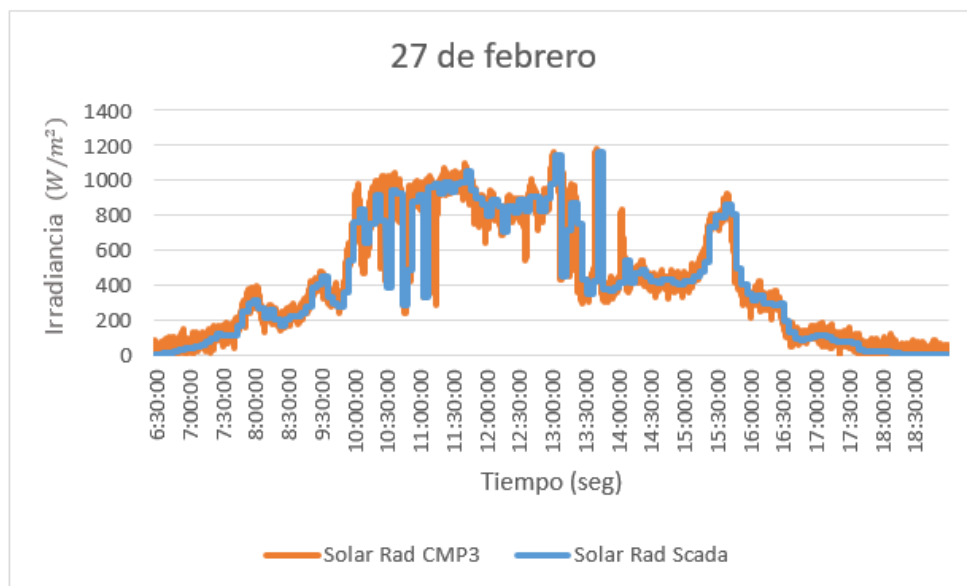


Figura 3.2.16 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 27/02/2020.  
Fuente: Autores.

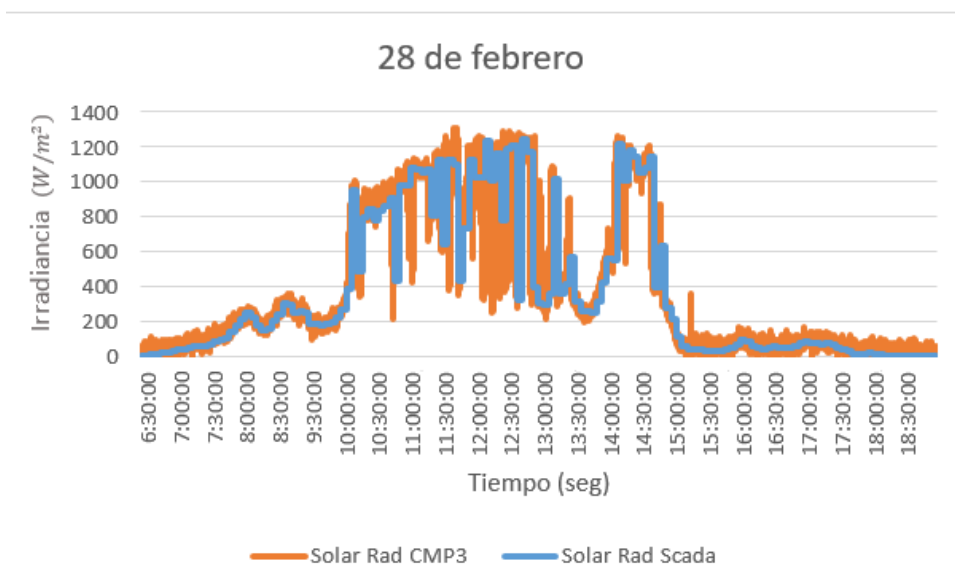


Figura 3.2.17 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 28/02/2020.  
Fuente: Autores.

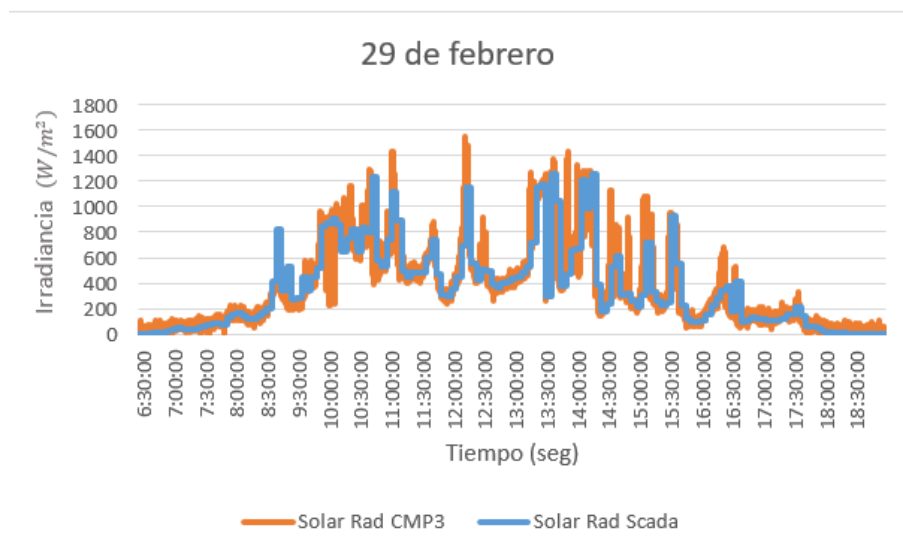


Figura 3.2.18 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 29/02/2020.  
Fuente: Autores.

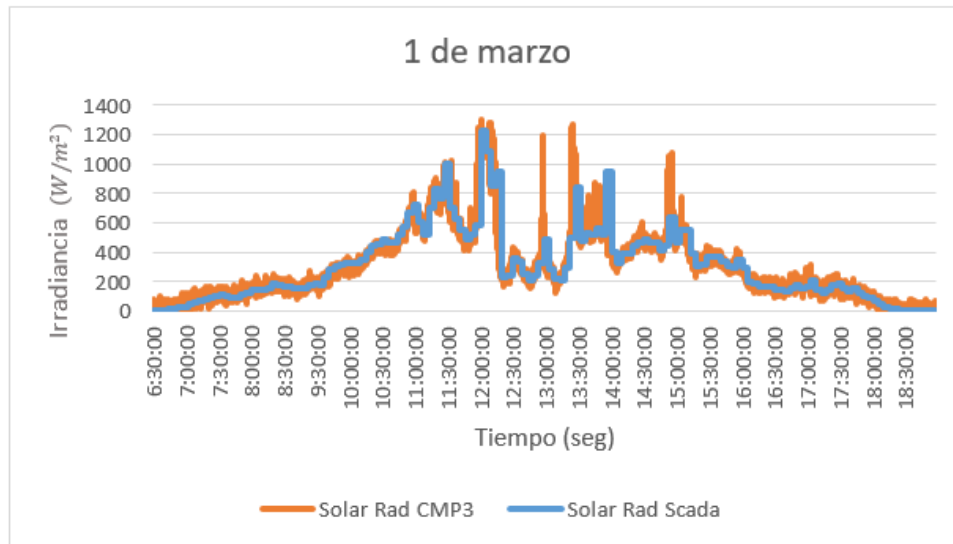


Figura 3.2.19 Comparación de la irradiancia entre el sistema Scada y la irradiancia piranómetro del CMP3 del día 01/03/20.

Fuente: Autores.

#### 3.2.4. Datos de irradiancia obtenidos del sitio.

El Piranómetro CMP3 instalado en el sitio donde se encuentra ubicado el hospital, recopiló datos de irradiancia desde el día 2 al 21 de febrero del 2020. En la Figura 3.2.20 se compara la curva de irradiancia solar diaria obtenida por el Piranómetro CMP3 y la curva de irradiancia solar obtenida de la NASA. El error varía entre el 1.25% al 11.17% exceptuando el día 17 de febrero el cual hay un error del 31.74%, el error promedio general es de 8.51%.

Para el dimensionamiento fotovoltaico se opta por usar los datos de radiación medidos por el piranómetro, teniendo en cuenta que el porcentaje de error entre los datos recabados por el sensor con respecto a los obtenidos por la NASA es pequeño.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se toma los valores de radiación del peor de los casos, en la Figura 3.2.20 se observa que los datos obtenidos por el Sensor CMP3 son menores a los obtenidos por la NASA, por lo tanto, se concluye que usar los datos obtenidos por el sensor CMP3 permitirá realizar un dimensionamiento fotovoltaico más efectivo.

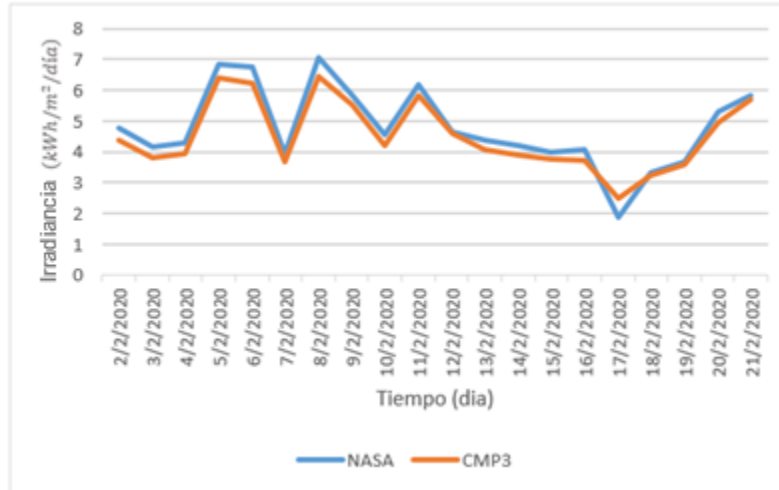


Figura 3.2.20 Comparación de la irradiancia diaria entre el piranómetro CMP3 y los datos de la NASA.

Fuente: Autores.

### 3.2.5. Hora solar pico (HSP).

La hora solar pico se define como el tiempo en horas que se tendrá una irradiancia hipotética de  $1000 \text{ W/m}^2$  sobre una superficie. Una hora de luz solar pico es igual a  $1 \text{ kWh/m}^2$  de energía. Esta es la cantidad de energía solar sobre una superficie de un metro cuadrado cuando se tienen las mejores condiciones climáticas (día soleado sin presencia de nubes).

$$1000 \text{ W/m}^2 = 1 \text{ kWh/m}^2 = 1 \text{ Hora Solar Pico (HSP)}$$

Donde:

Irradiancia: Potencia solar medida en Watts por metro cuadrado  $\text{W/m}^2$ .

Insolación: Energía solar medida en Watts-hora por metro cuadrado  $\text{Wh/m}^2$ .

Como se puede observar en la Figura 3.2.21 la irradiancia de un día, la insolación vendría a ser el área bajo la curva de irradiancia.

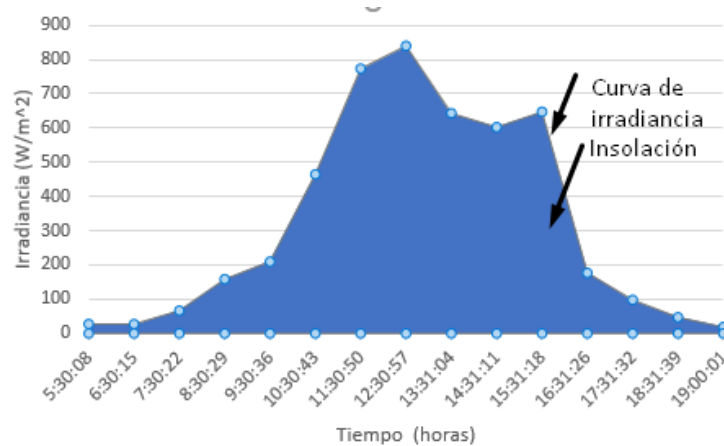


Figura 3.2.21 Irradiancia e Irradiación.

Fuente: Autores.

Para el cálculo de la hora solar pico de un día de medición, se obtiene la energía solar diaria (irradiación) y se divide para  $1000 \text{ W/m}^2$ . En la Tabla 3.2.2 se puede observar la hora solar pico de 3 semanas obtenidas en el sitio de estudio.

Tabla 3.2.2 Hora solar pico.

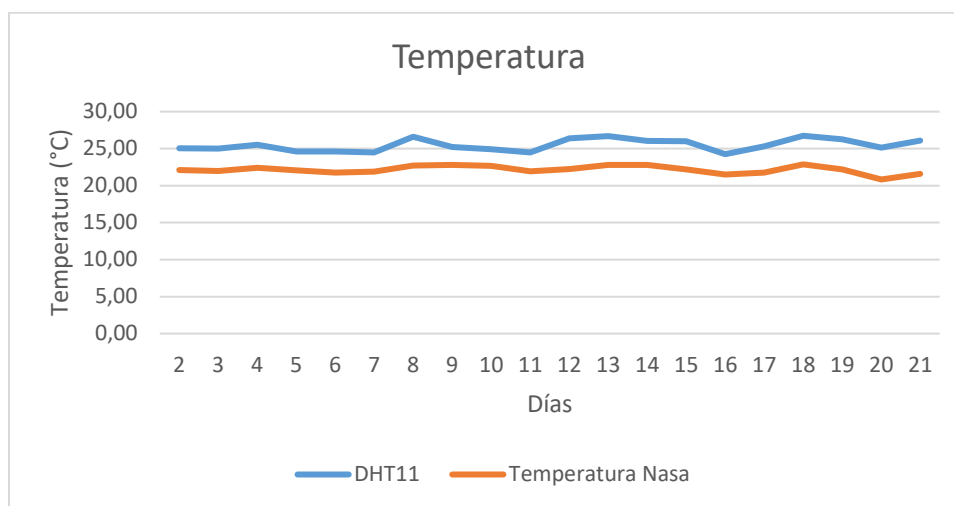
Fuente: Autores.

Día	HSP	Día	HSP
2/2/2020	4,280	12/2/2020	4,593
3/2/2020	3,696	13/2/2020	3,926
4/2/2020	3,956	14/2/2020	3,748
5/2/2020	6,360	15/2/2020	3,745
6/2/2020	6,221	16/2/2020	3,722
7/2/2020	3,500	17/2/2020	2,488
8/2/2020	6,329	18/2/2020	3,251
9/2/2020	5,512	19/2/2020	3,582
10/2/2020	4,178	20/2/2020	4,801
11/2/2020	5,824	21/2/2020	5,699

### 3.2.6. Medición de temperatura en el sitio.

Debido a que la temperatura es uno de los parámetros de mayor influencia en una instalación fotovoltaica se procedió a registrar las mediciones de la temperatura en la cubierta del hospital básico San José de Taisha desde el día 2 al 21 de febrero del 2020. En la Figura 3.2.22 se observa que la temperatura medida con el DHT11 es mayor a los datos obtenidos de la NASA. Los datos recopilados por el DHT11 se

toman en cuenta para los cálculos del sistema solar fotovoltaico. Además, la temperatura en el mes de febrero en el sitio varía entre los 17 °C y los 34 °C.



*Figura 3.2.22 Medición de la Temperatura en la cubierta del hospital San José de Taisha.  
Fuente: Autores*

### 3.2.7. Analizador de redes Fluke 435 Series II.

El Analizador de redes Fluke 435 Series II es un analizador de energía y calidad de potencia trifásica. Nos permite identificar problemas de calidad de energía, localizar dónde se encuentran, predecir y prevenir los mismos. Es utilizado en sistemas de distribución trifásicos y monofásicos. El Analizador de redes mide todos los parámetros necesarios para realizar un análisis de calidad de energía y es el que se utilizó para este estudio.





*Figura 3.2.23 Elementos del analizador de calidad de energía (FLUKE).  
Fuente: Fluke, Imagen tomada de [71].*

### 3.2.8. Calidad de suministro eléctrico.

Este estudio tiene en cuenta que la calidad de energía se ha convertido en un tema de vital importancia para las empresas distribuidoras de energía y para los usuarios. Se considera que la energía eléctrica es una necesidad básica, y al ser un bien de consumo, debe mantener estándares de calidad.

La evaluación de calidad de suministro de energía eléctrica por parte de las distribuidoras de energía eléctrica se realiza considerando 3 aspectos.



**Calidad de producto:** Características de la onda de tensión.

**Calidad de servicio técnico:** Número y duración de las interrupciones al suministro eléctrico.

**Calidad de servicio comercial:** Atención y relación con el cliente.

### 3.2.9. Calidad de producto.

El análisis de calidad de energía que se llevó a cabo en este estudio se basa únicamente a todo lo que corresponde calidad de producto, ya que los índices de calidad de producto deben tenerse en cuenta en el sector salud, dónde hay equipos de alto costo, sensibles a los disturbios que puede presentar el suministro de energía eléctrica.

Se requirió realizar mediciones de niveles de calidad del producto en el punto de entrega de energía del Hospital San José de Taisha. Se realizaron las mediciones de todos los parámetros establecidos por el ARCONEL 005/18 para realizar un estudio de calidad de energía, estos fueron obtenidos con el analizador de redes Fluke 435 series II.

La **Calidad de Producto** viene definida por los siguientes indicadores:

- A) Nivel de voltaje
- B) Perturbaciones rápidas de voltaje
- C) Distorsión armónica de voltaje
- D) Desequilibrio de voltaje

La Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A. abastece de energía eléctrica al hospital San José de Taisha y lo cataloga como un cliente de Asistencia Social con Demanda Horaria en Media Tensión. En la Tabla 3.2.3 se marca con una X los índices de calidad que deben ser medidos de acuerdo al tipo de Usuario, transformadores o subestaciones.

Tabla 3.2.3 Mediciones para cada tipo de análisis de calidad de energía.  
Fuente: Autores.

Mediciones	Nivel de Voltaje	PST	Armónicos de voltaje	THDv	Desequilibrio de voltaje
Subestaciones	x				
Transformadores	x	x	x	x	x
Usuarios baja tensión	x				
Usuarios media tensión	x	x	x	x	x
Usuarios alta tensión	x	x	x	x	x

### 3.3. ANALISIS DE CALIDAD DE PRODUCTO EN EL CENTRO HOSPITALARIO

Para poder realizar el análisis de calidad de producto, se realizaron las respectivas mediciones en el tablero principal del hospital por 7 días continuos. El periodo de registro fue del 17 al 24 de febrero del 2020, los intervalos de medición para todas las variables son de 10 minutos.

#### 3.3.1. Características generales y técnicas del hospital.

Tabla 3.3.1 Características del hospital básico de Taisha- San José.  
Fuente: Autores.

Hospital San José De Taisha			
Características generales:		Características Técnicas:	
Dirección:	P. Tomas Brown	Medidor:	15850601
Provincia:	Morona Santiago	Transformador:	20760
Cantón:	Taisha	Potencia del Transformador:	50 KVA
Parroquia:	Centro Parroquial Taisha		
Sector:	San José	Tensión:	220V fase - fase
Zona:	Rural		127V fase - neutro

#### 3.3.2. Nivel de Voltaje.

Teniendo en cuenta que las variaciones de voltaje no deben superar el  $\pm 6\%$  del valor nominal, en este caso el voltaje debe encontrarse entre 119.38 y 134.62 voltios para valores fase - neutro. Para que el suministro eléctrico cumpla con el índice de

calidad del nivel de voltaje se debe tener el 95% o más de las variaciones de voltaje dentro del rango admisible.

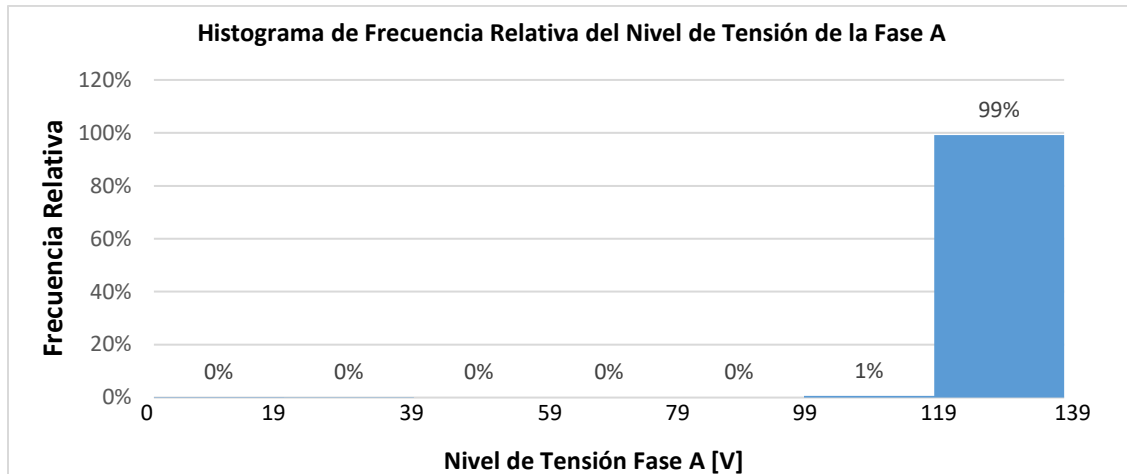
En la Tabla 3.3.2 se presenta un resumen de los valores alcanzados de Nivel de voltaje y su porcentaje de cumplimiento.

Tabla 3.3.2 Nivel de voltaje de las fases A, B, C.

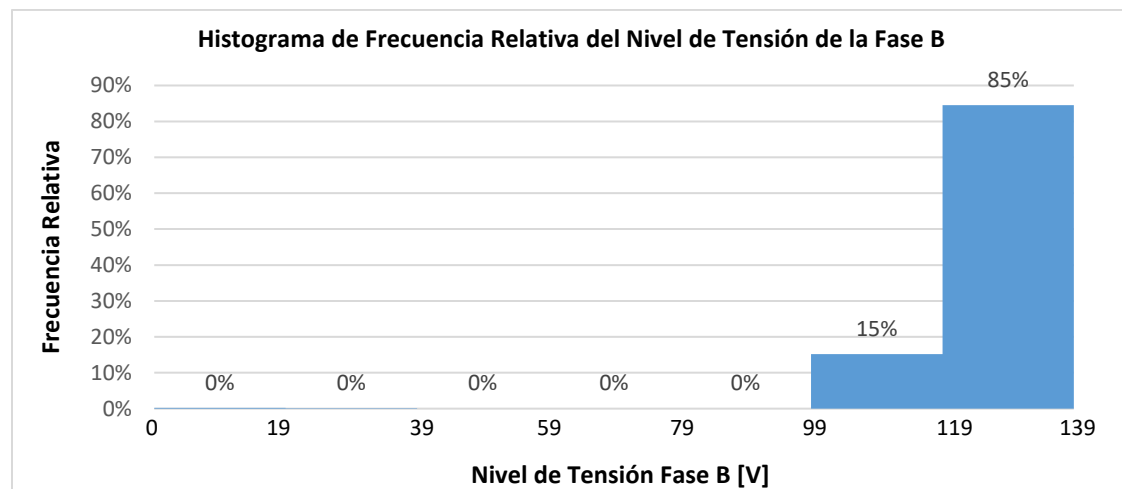
Fuente: Autores.

NIVELES DE TENSION - FASE A					
Límite nivel de tensión (± 10% V. nominal)			Vpromedio=122.33 V		
-10%	114.3> Nv <139.7	+10%			
Muestras					
1%	99%	0 %			
No Cumple	Cumple	No Cumple			
			Mínimo (V)	Máximo (V)	
			0.1	128.5	
			Fecha:	Fecha:	
			22/02/2020 06:50	22/02/2020 07:10	
NIVELES DE TENSION - FASE B					
Límite nivel de tensión (± 10% V. nominal)			Vpromedio=120.89 V		
-10%	114.3> Nv <139.7	+10%			
Muestras					
17.20%	82,80%	0%			
No Cumple	Cumple	No Cumple			
			Mínimo	Máximo	
			0.01	129	
			Fecha:	Fecha:	
			22/02/2020 06:50	22/02/2020 07:10	
NIVELES DE TENSION - FASE C					
Límite nivel de tensión (± 10% V. nominal)			Vpromedio=122.78 V		
-10%	114.3> Nv <139.7	+10%			
Muestras					
7,40%	92.60%	0%			
No Cumple	Cumple	No Cumple			
			Mínimo	Máximo	
			0.1	129.17	
			Fecha:	Fecha:	
			22/02/2020 06:50	22/02/2020 08:40	

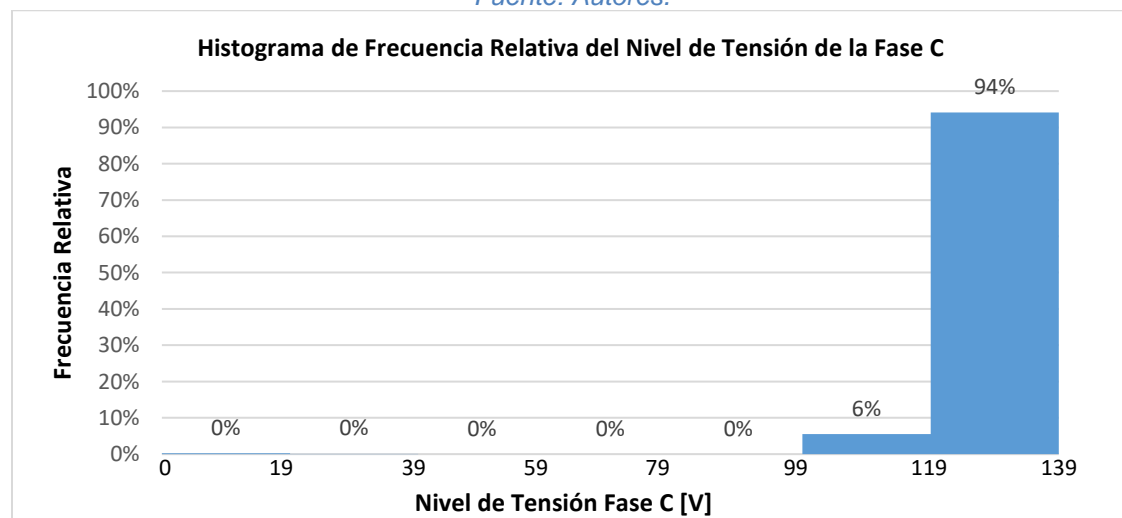
Se observa que tanto la fase B y la fase C presentan niveles de voltajes medio inferiores a los límites establecidos por la Regulación ARCONEL 005-18, el porcentaje de muestras que incumplen con la regulación son los siguientes: 17,20% en la fase B y 7,40% en la fase C. Estos porcentajes son calculados en base a la cantidad de muestras que se encuentran fuera de los límites, existen 173 muestras en la fase B y 75 en la fase C. Se concluye que no se cumple con el nivel de voltaje suministrado en el punto de medición debido a que el porcentaje de las variaciones de tensión que se encuentran dentro de los límites establecidos es inferior al 95% en la fase A y fase C.



*Figura 3.3.1 Histograma de Frecuencia Relativa del Nivel de Tensión de la Fase A.*  
*Fuente: Autores.*



*Figura 3.3.2 Histograma de Frecuencia Relativa del Nivel de Tensión de la Fase B.*  
*Fuente: Autores.*



*Figura 3.3.3 Histograma de Frecuencia Relativa del Nivel de Tensión de la Fase C.*  
*Fuente: Autores.*

En la Figura 3.3.4 se observa el comportamiento del Nivel de tensión del día Lunes 17 de febrero del 2020.

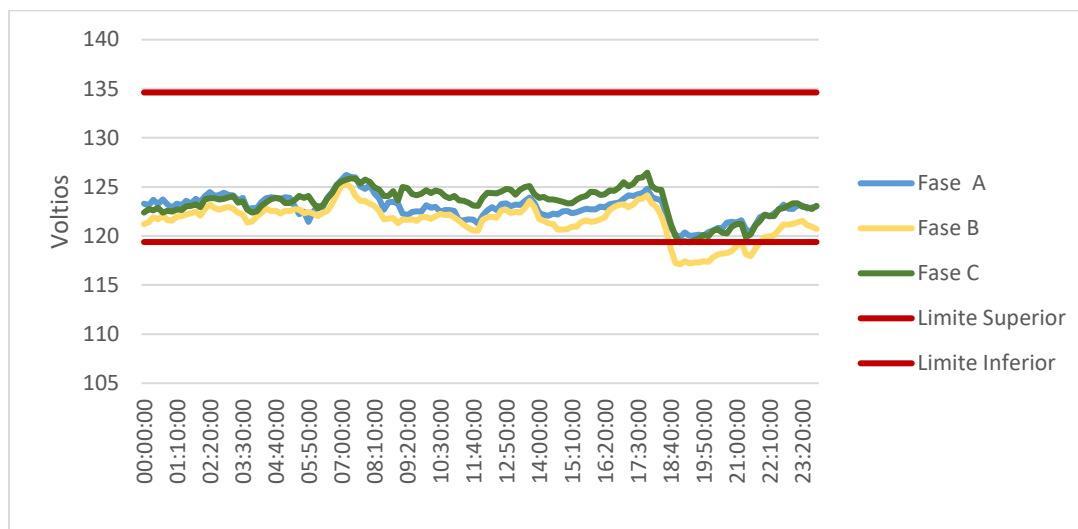


Figura 3.3.4 Nivel de voltaje día lunes.  
Fuente: Autores.

### 3.3.3. Análisis de severidad de flicker de corta duración.

#### 3.3.3.1. Severidad de flicker de corta duración ( $P_{st}$ ).

En la Figura 3.3.5, se observa los niveles de  $P_{st}$ , que sobrepasan el límite de la regulación del ARCONEL, la que menciona que el valor de flicker (Parpadeo luminoso) no debe exceder a la unidad. También se observa que existe flicker en cada una de las fases y no se comporta de igual forma en cada una de ellas.

Todas las fases registran valores muy altos de flicker, además se puede ver que tiene un comportamiento altamente variable durante todos los días, y que oscila por lo general bajo el límite unitario.

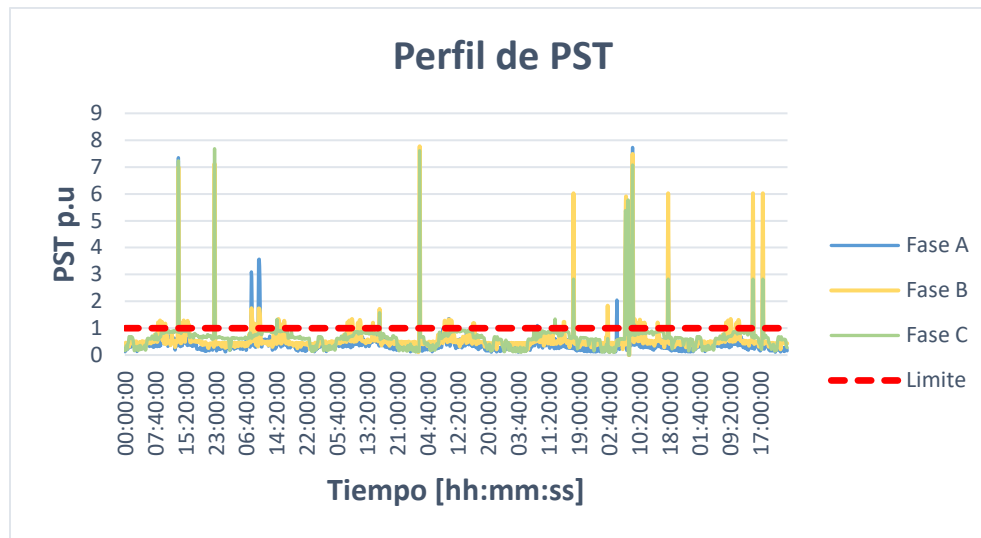


Figura 3.3.5 Perfil de PST.

Fuente: Autores.

La Tabla 3.3.3 que se muestra a continuación expone un resumen de los valores alcanzados de  $P_{st}$ , así como su porcentaje de cumplimiento. En esta tabla se observa que el Hospital San José de Taisha percibe flicker en la iluminación en las tres fases en los siguientes porcentajes: 2,48% en la fase A, 8,33% en la fase B y 1,88% en la fase C.

Tabla 3.3.3 Resumen del Nivel de Severidad de corta duración.

Fuente: Autores.

FLICKER - FASE A			
Límite Pst 1 p.u.	Muestras mayores al límite 25	Pst=0.44 p.u.	
>1p.u.	<1p.u.	Mínimo 0.007	Máximo 7.49
2.48%	97.52%	Fecha: 22/02/2020 07:50	Fecha: 22/02/2020 08:40
FLICKER - FASE B			
Límite Pst 1 p.u.	Muestras mayores al límite 84	Pst=0.612 p.u.	
>1p.u.	<1p.u.	Mínimo 0.007	Máximo 7.773
8.33%	91.67%	Fecha: 22/02/2020 07:50	Fecha: 20/02/2020 02:40
FLICKER - FASE C			
Límite Pst 1 p.u.	Muestras mayores al límite 19	Pst=0.69 p.u.	
>1p.u.	<1p.u.	Mínimo 0.007	Máximo 7.68
1.88%	98.12%	Fecha: 22/02/2020 07:50	Fecha: 20/02/2020 02:40

Como se puede observar en la Tabla 3.3.3, solamente la fase B presenta incumplimiento del índice de nivel de severidad de corta duración  $Pst$ , ya que el porcentaje de muestras que están dentro del límite establecido es inferior al 95%.

### 3.3.3.2. Correlación entre el $Pst$ , la corriente máxima y el voltaje mínimo.

Para encontrar si los  $Pst$  tienen su origen en la red de suministro eléctrico o las cargas conectadas del hospital, realizamos una comparación entre voltaje mínimo, corriente máxima y  $Pst$  de la fase B. Se observa claramente en la Figura 3.3.6 que existieron eventos a lo largo de los 7 días de medición, el mismo que produjeron una caída de tensión e interrupción del suministro eléctrico.

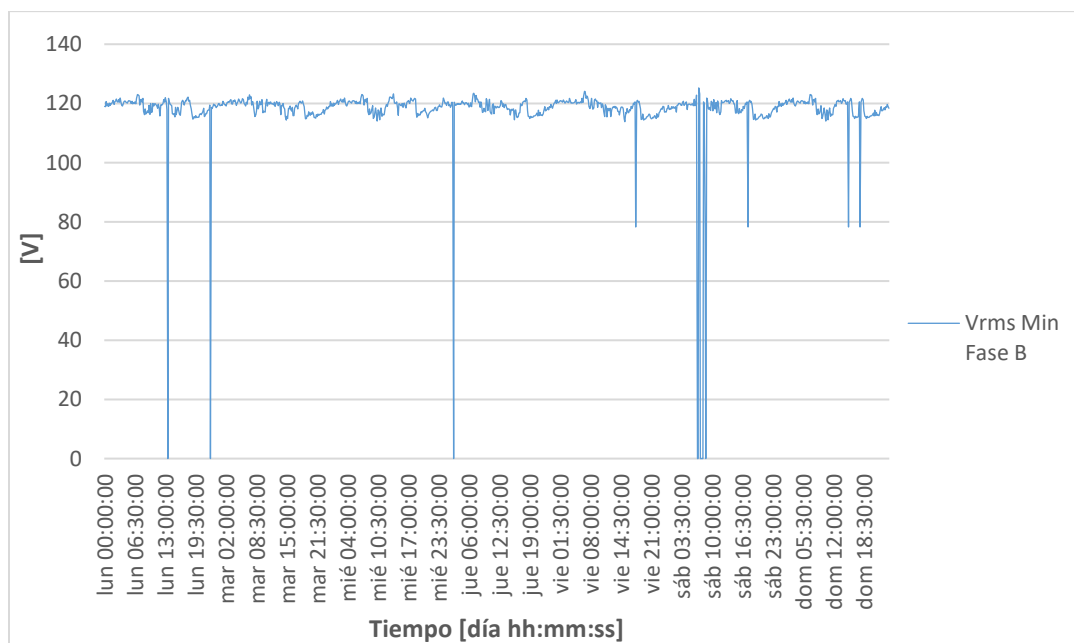
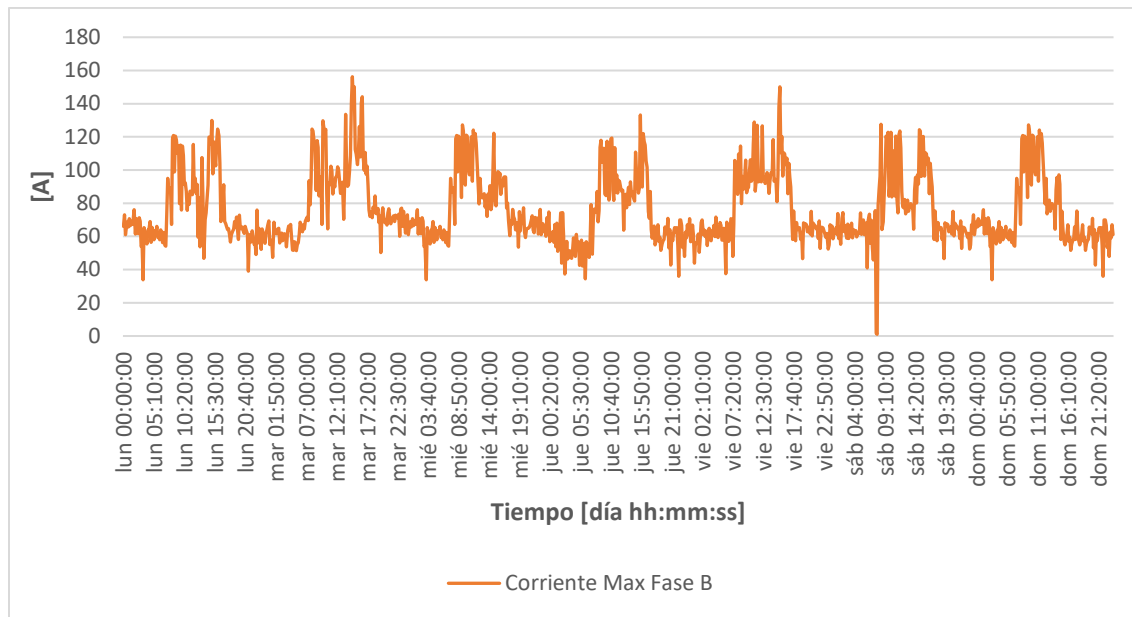


Figura 3.3.6 Voltaje mínimo Fase B.

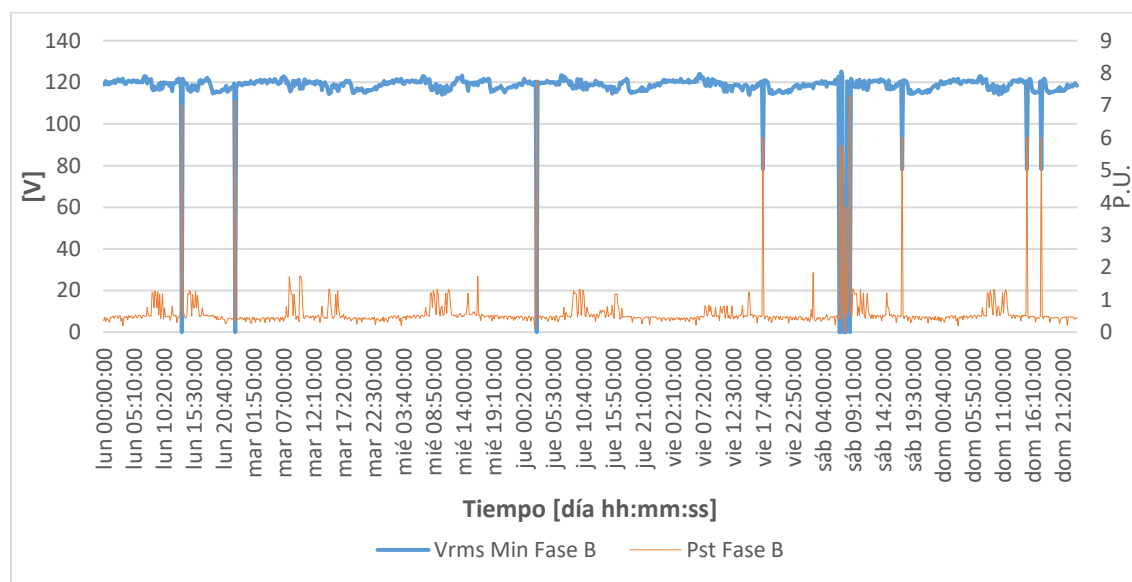
Fuente: Autores.





*Figura 3.3.7 Corriente máxima Fase B*  
*Fuente: Autores.*

En las siguientes figuras se presentan las curvas comparativas entre flicker, tensión mínima y corriente máxima. En la Figura 3.3.8 se observa los valores elevados de  $Pst$  ocurrieron en el momento que existió un evento o interrupción del suministro eléctrico, también se puede observar en la Figura 3.3.9 que algunos registros de  $Pst$  superan el límite cuando aumenta la corriente en la fase B.



*Figura 3.3.8 Voltaje Mínimo y Pst - Fase B.*  
*Fuente: Autores.*

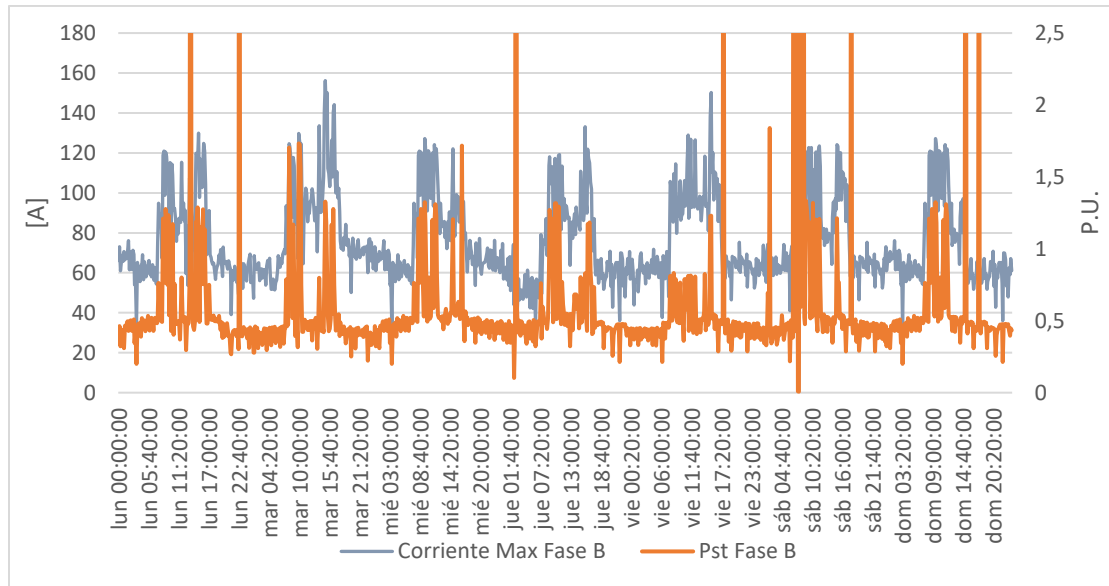


Figura 3.3.9 Corriente Max y Pst – Fase B.  
Fuente: Autores

Para asegurarnos de que tanto la corriente máxima, como el voltaje mínimo de la fase B están relacionadas con el  $Pst$  de la fase B, realizamos un análisis estadístico mediante correlación de variables, por lo tanto, se busca con la ayuda de un diagrama de dispersión encontrar una dependencia entre el  $Pst$  con la corriente máxima y voltaje mínimo.

Coefficiente de correlación entre  $V_{min}$  vs  $Pst$  ( $R$ ):  $-0,76072$

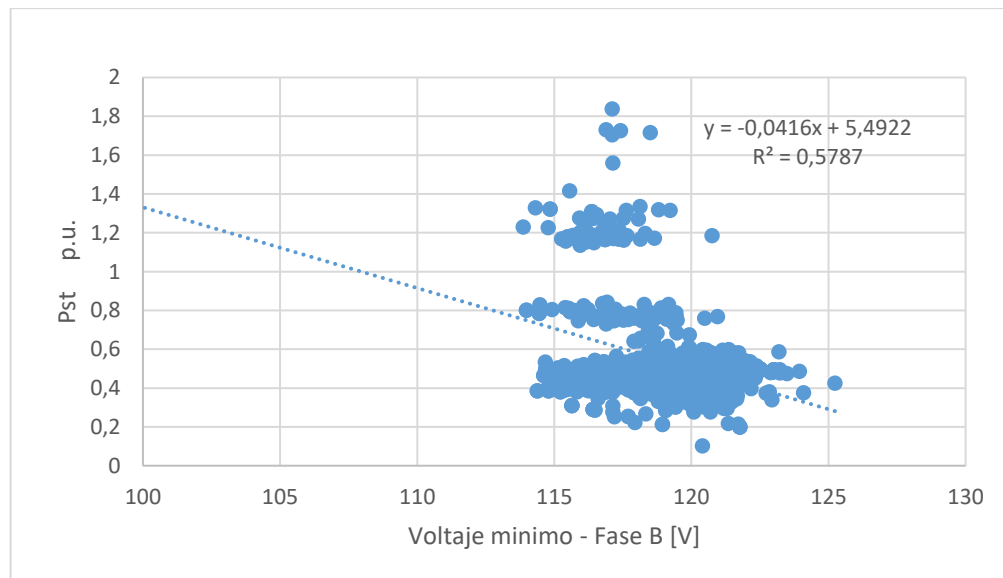


Figura 3.3.10 Diagrama de dispersión – Voltaje mínimo vs Pst (Fase B)  
Fuente: Autores.

En la Figura 3.3.8 y Figura 3.3.9 se compara el  $Pst$ , Voltaje mínimo y Corriente máxima, para la fase B que registra el mayor índice de  $Pst$ . Se observa que existe correlación entre el voltaje mínimo y el  $Pst$ , calculando el índice de correlación entre estas dos variables, se obtiene un valor de -0.7607, lo que confirma el análisis efectuado entre estas curvas, por lo que se deduce que los huecos de tensión y las interrupciones de corta duración al suministro eléctrico es el principal origen del  $Pst$ .

Coefficiente de correlación entre  $I_{max}$  vs  $Pst$  ( $R$ ): 0,24677925

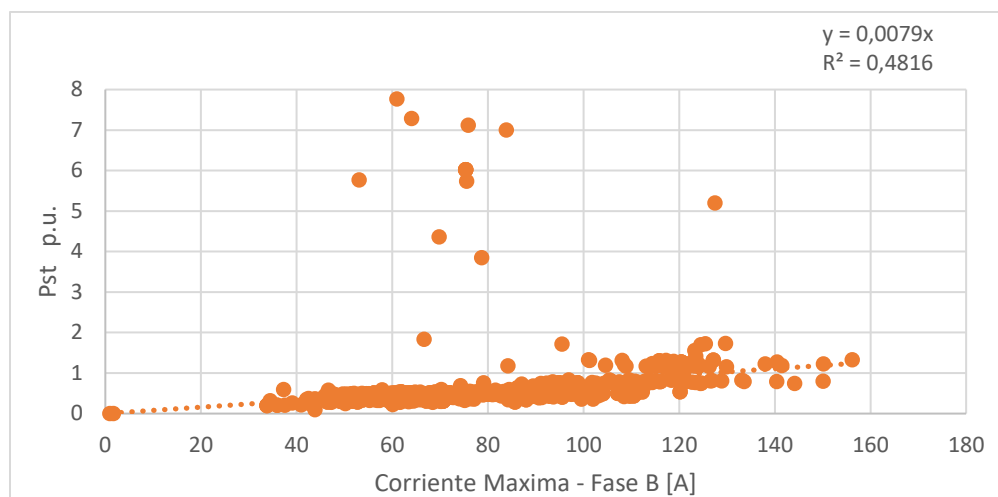


Figura 3.3.11 Diagrama de dispersión - Corriente máxima vs  $Pst$  (Fase B)  
Fuente: Autores.

En la Figura 3.3.11 se observa que la existe una correlación muy débil entre el  $Pst$  y la carga, calculando el índice de correlación entre el Voltaje mínimo y el flicker, se obtiene un valor de 0.24677, de esta manera, se concluye que la carga del Hospital no aporta en gran cantidad al origen de esta perturbación.

Por lo que se concluye que el flicker experimentado por el Hospital tiene su origen en los eventos. Con este nivel tan alto de flicker y debido a que la sensación de fluctuaciones rápidas de tensión, tanto trabajadores como pacientes del Hospital bajo estudio puede presentar cansancio visual y dependiendo de la sensibilidad de la persona que lo percibe, puede ocasionar cefaleas, migrañas y hasta ser causa de estrés.

#### 3.3.4. Distorsión Armónica De Voltaje.

En la Tabla 3.3.4 se muestra los límites que debe cumplir la distorsión Armónica de voltaje según la ARCONEL 005/18.

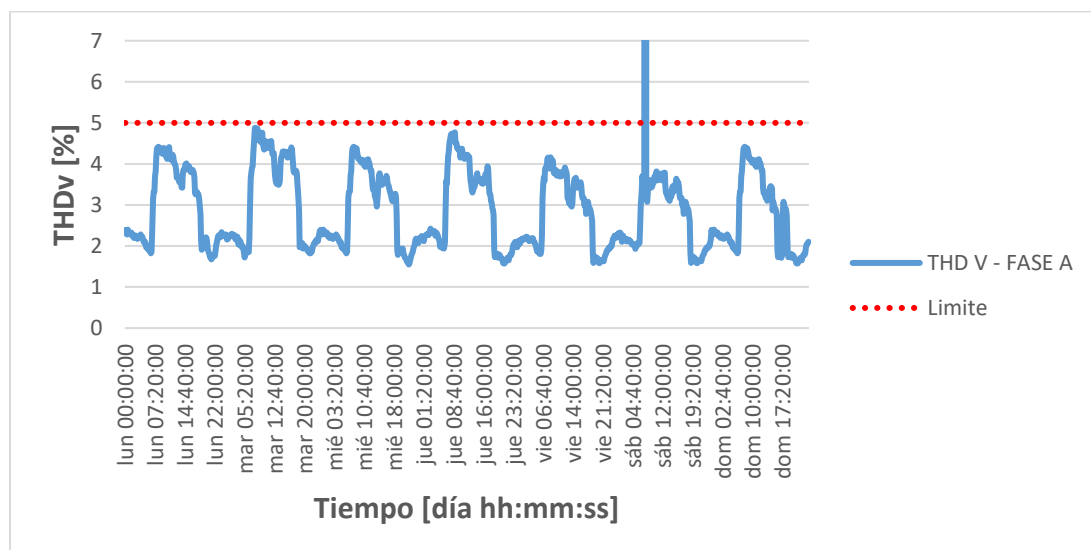
*Tabla 3.3.4 Valores de Armónica individual de Voltaje y THDv.  
Fuente: Autores.*

Nivel de voltaje	Armónica individual (%)	THDv (%)
Medio Voltaje	3.0	5.0

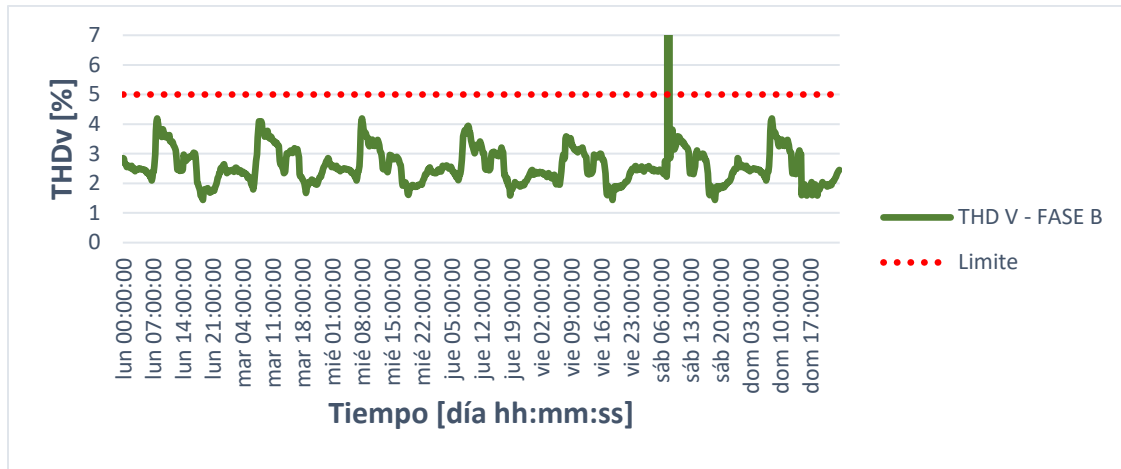
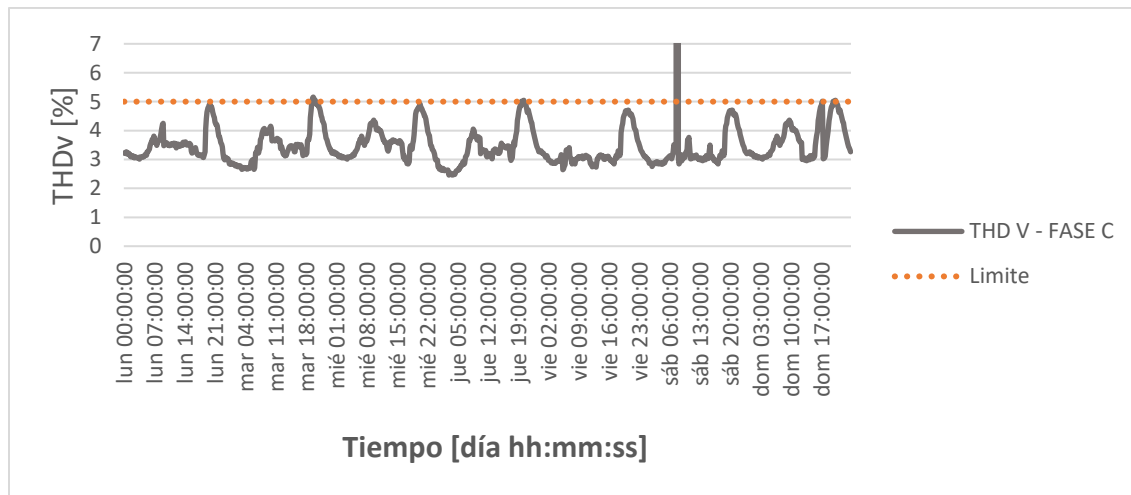
Además de que cada armónico individual debe ser inferior a un valor determinado, entonces, cada uno de los armónicos impares medidos se comparan con los límites de distorsión recomendados en IEEE Std 519.

### 3.3.4.1. Distorsión armónica total de voltaje THDv.

Se analizó la distorsión armónica total de tensión (THDv) de cada una de las fases. Se puede apreciar en las gráficas que la distorsión armónica total de tensión se comporta de forma simultánea en cada uno de los días, exceptuando el día sábado.



*Figura 3.3.12 THDv Fase A.  
Fuente: Autores.*

*Figura 3.3.13 THDv Fase B.**Fuente: Autores.**Figura 3.3.14 THDv Fase C.**Fuente: Autores.*

En la Tabla 3.3.5 se presenta un resumen de los datos obtenidos para cada una de las fases. Y se observa que en ninguna de las fases se supera al 5% de muestras que no cumplan con este índice de calidad, por lo tanto, si cumple con el índice de distorsión armónica total de voltaje.

Tabla 3.3.5 Distorsión armónica total de voltaje en cada una de las fases.  
Fuente: Autores.

ARMONICAS - FASE A			
Límite THDv 5%	Muestras mayores al límite	THDv=3.77%	
	2	Mínimo	Máximo
>5%	<5%	1.43	327.67
0.26%	99.74%	Fecha: 19/02/20 21:40	Fecha: 22/02/2020 6:50
ARMONICAS - FASE B			
Límite THDv 5%	Muestras mayores al límite	THDv=3.45%	
	2	Mínimo	Máximo
>5%	<5%	1.27	327.67
0.26%	99.74%	Fecha: 21/02/2020 18:40	Fecha: 22/02/2020 6:50
ARMONICAS - FASE C			
Límite THDv 5%	Muestras mayores al límite	THDv=4.28%	
	15	Mínimo	Máximo
>5%	<5%	2.33	327.67
1.45%	98.55%	Fecha: 22/02/2020 04:00	Fecha: 22/02/2020 6:50

|

### 3.3.4.2. Armónicos Individuales.

Para analizar los armónicos individuales de voltaje tomamos los límites proporcionados por la Resolución Nro. ARCONEL 053/18 [54] y la norma IEEE Std 519 [62].

El porcentaje de muestras que incumple la Regulación para cada armónico individual no supera el 2%, la tabla de resultados se puede observar en el ANEXO1. Los armónicos individuales de voltaje se mantienen dentro del límite establecido.

### 3.3.4.3. Desequilibrio de voltaje.

En la Tabla 3.3.6 se presentan un resumen de las muestras que superaron el límite de desequilibrio de voltaje dado por la Resolución Nro. ARCONEL 053/18 [54], de la cual se puede apreciar que el promedio resultante está por debajo del valor permitido, es decir menor al 2%. También podemos observar que el 99.11% de las muestras registradas están dentro del límite por lo que el hospital cumple con el índice de calidad.

Tabla 3.3.6 Resumen desequilibrio de voltaje.

Fuente Autores.

Desequilibrio de voltaje			
Límite T 2%	Muestras mayores al límite	Desequilibrio de Voltaje =1.674%	
	9	Mínimo	Máximo
>2%	<2%	0.38	155,94
0.89%	99.11%	Fecha: 20/02/2020 17:00	Fecha: 22/02/2020 08:00

Sin embargo, en la Figura 3.3.15 se puede apreciar que el valor más alto registrado supera considerablemente al 2% permitido. Comparando la Figura 3.3.15 con la Figura 3.3.16 se concluye que las muestras que superan el límite permitido ocurrieron durante eventos de huecos de tensión y corte de suministro eléctrico.

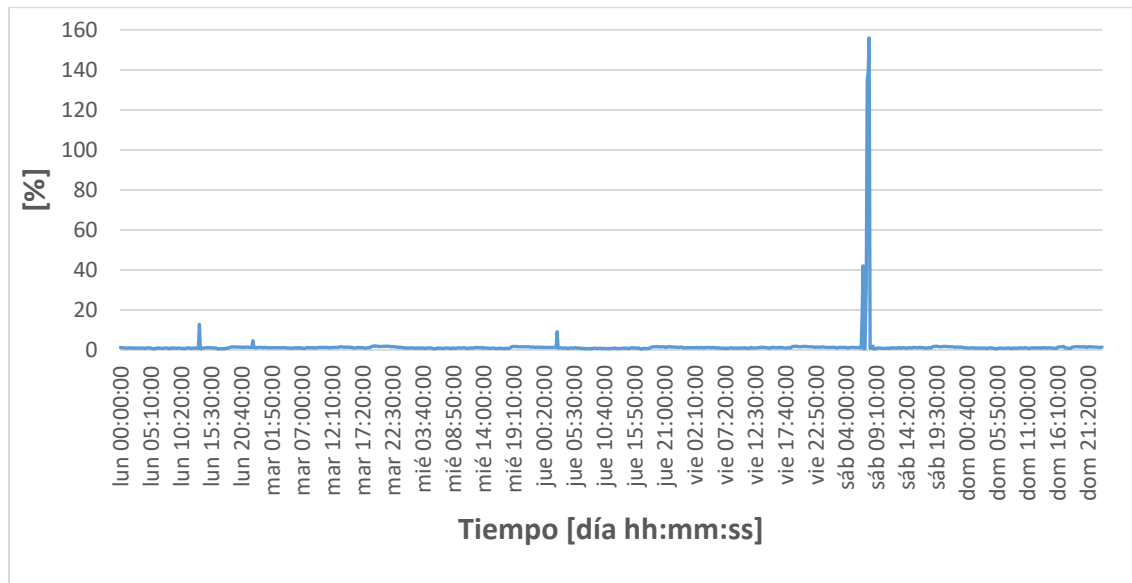
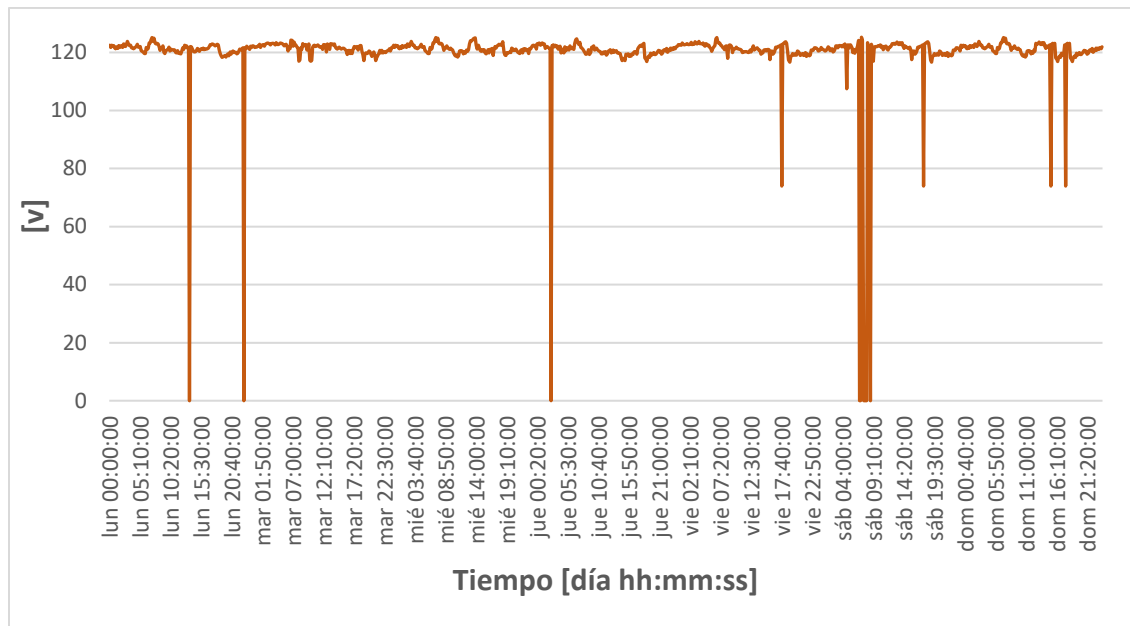


Figura 3.3.15 Grafica del desequilibrio de voltaje registrado en el hospital

Fuente: Autores.

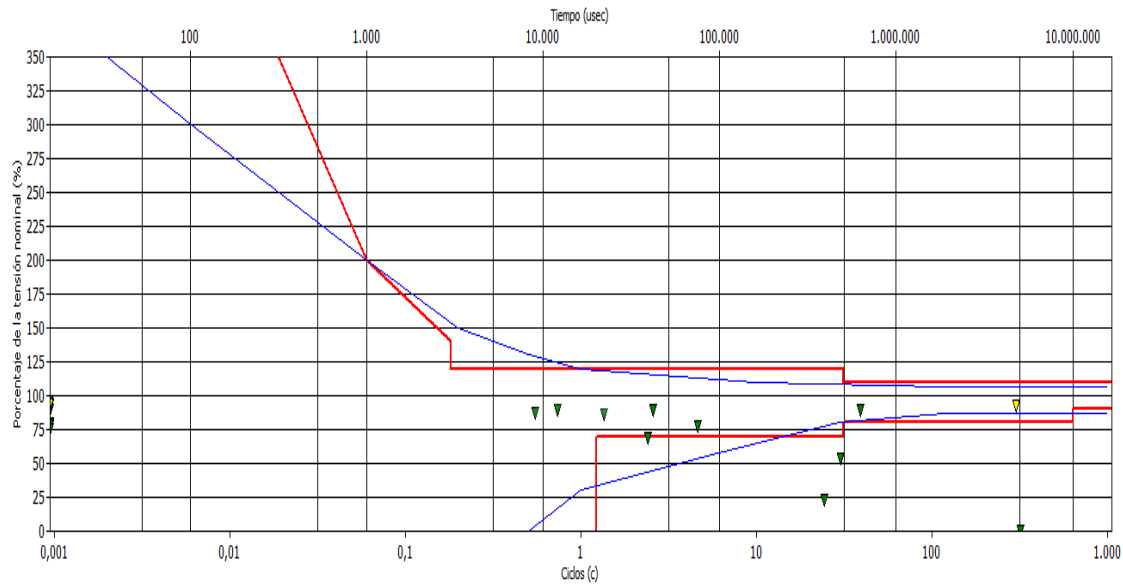


*Figura 3.3.16 Voltaje de la fase A*  
*Fuente: Autores.*

### 3.3.5. Curva de tolerancia a las variaciones de tensión.

En la Figura 3.3.17 se presentan sags graficados sobre la curva ITIC (Curva de Tolerancia de tensión de alimentación), existieron eventos donde se puede observar que la tensión eficaz disminuyó a un valor comprendido entre el 90% y el 10% de la tensión nominal, por lo que según la norma IEEE 1159 se los puede definir como huecos de tensión.





*Figura 3.3.17 Curva ITIC.  
Fuente: Autores.*

La mayoría de perturbaciones están ubicadas en una zona de la curva ITIC donde los equipos no funcionarán correctamente, pero a su vez no presentarán daños graves sobre ellos.

### 3.3.6. Desequilibrio de Carga.

Para poder apreciar mejor si existe desequilibrio de carga en las instalaciones del Hospital bajo estudio se procedió a graficar la curva promedio de todos los días que se realizó la medición, esto para cada una de las fases.

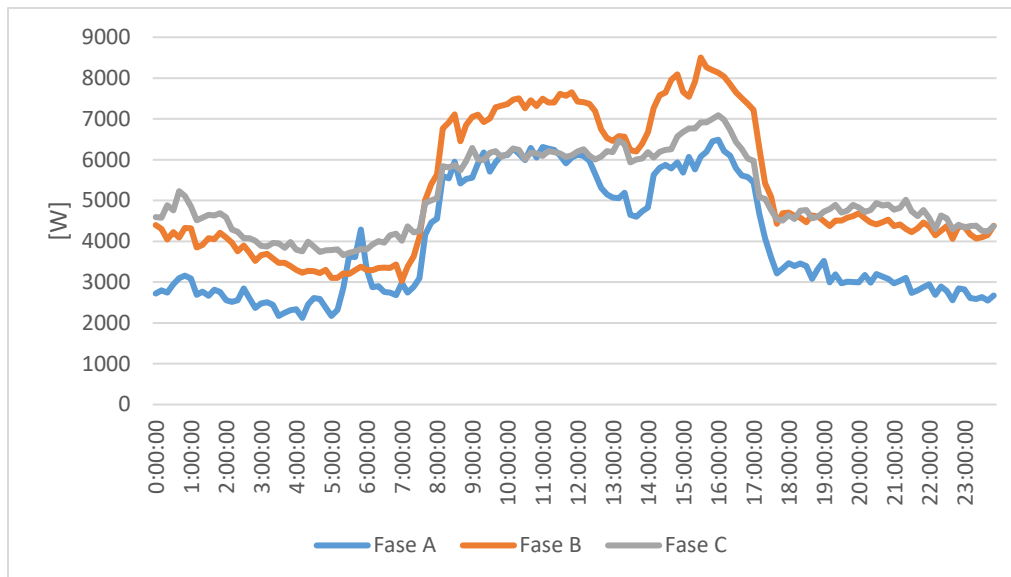


Figura 3.3.18 Curva de demanda promedio diaria por fase.

Fuente: Autores.

Se observa que durante todas las horas laborales la fase B se encuentra con un excedente de carga que oscila aproximadamente entre 1 [kW] y 2 [kW] más en comparación a las fases A y C, por tanto, existe un desequilibrio de carga.

### 3.3.7. Factor de potencia.

El factor de potencia refleja el comportamiento de los reactivos en el centro hospitalario San José de Taisha. En la Tabla 3.3.7 se exponen los porcentajes de incumplimiento del factor de potencia para cada fase, donde se observan los valores mínimos, promedios y máximos, así como también se puede ver que no se registra incumplimiento en factor de potencia en ninguna de las fases.

Tabla 3.3.7 Resumen del factor de potencia.

Fuente Autores.

Factor de Potencia - FASE A						
Límite Fp 0.92	Muestras menores al límite		Fp promedio = 0.94			
	585		Mínimo	Máximo		
	<0.92		0		1	
58.03% No cumplen	41.97% Cumplen		Fecha: 22/02/2020 06:50		Fecha: 21/02/20 20:30	
Factor de Potencia - FASE B						
Límite Fp 0.92	Muestras menores al límite		Fp promedio = 0.94			
	159		Mínimo	Máximo		
	<0.92		0		0.99	
15.77% No cumplen	84.23% Cumplen		Fecha: 22/02/2020 06:50		Fecha: 19/02/2020 20:00	
Factor de Potencia - FASE C						
Límite Fp 0.92	Muestras menores al límite		Fp promedio =0.93			
	283		Mínimo	Máximo		
	<0.92		0		0.99	
28.07% No cumplen	71.93% Cumplen		Fecha: 22/02/2020 06:50		Fecha: 18/02/2020 5:30	

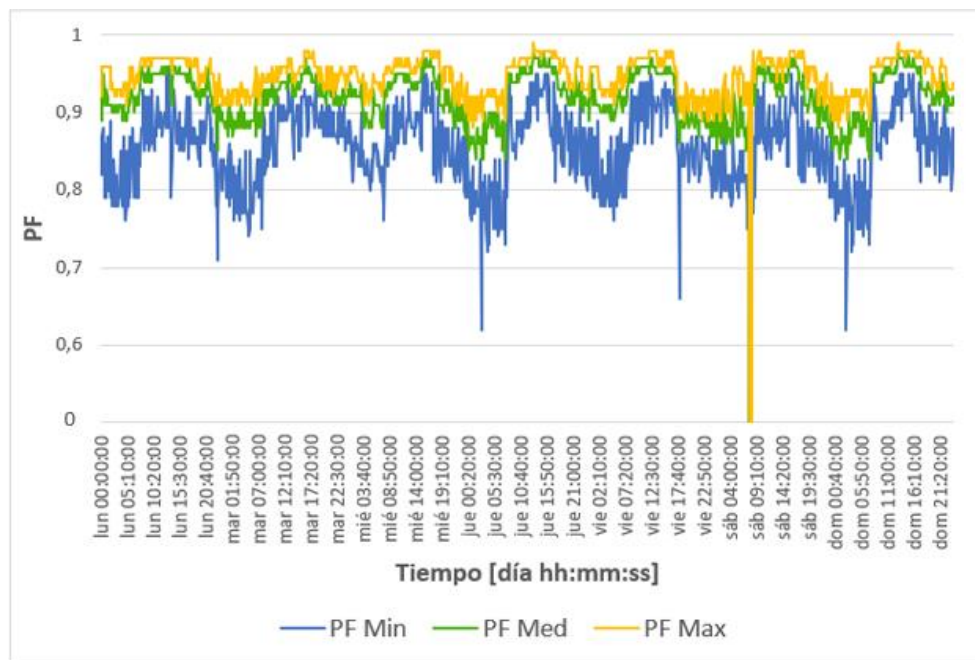


Figura 3.3.19 Factor de potencia Total

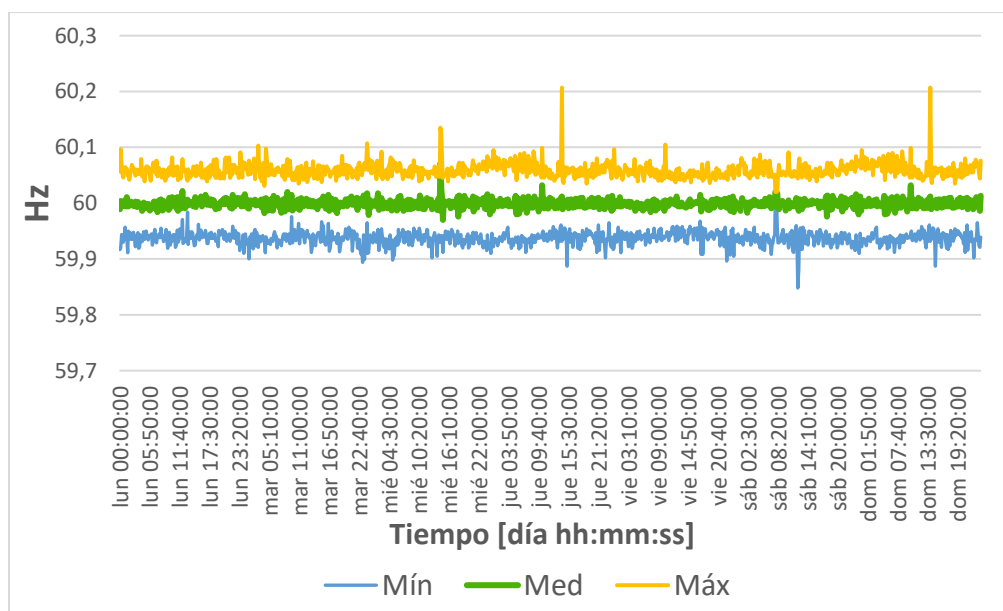
Fuente: Autores.

La Tabla 3.3.7 presenta el porcentaje de muestras que no cumplen con el índice de calidad, 58.03% en la fase A, 15.77% en la fase B y 28.07% en la fase C.

En la Figura 3.3.19 se presenta la curva del factor de potencia total, donde se puede observar que éste tiene un comportamiento altamente variable durante todos los días y que los valores inferiores al límite de 0.92 se presentan durante el tiempo que no laboran en el hospital todos los departamentos, aproximadamente desde las 6 pm a 7 am.

### 3.3.8. Frecuencia

En la Figura 3.3.20 se puede observar que la mayoría de muestras en la frecuencia están dentro de los límites aceptables, los cuales se encuentran entre 59.8 a 60.2 Hz.



*Figura 3.3.20 Frecuencia presente en el Hospital.  
Fuente: Autores.*

## 3.4. VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA SUMINISTRADA.

En la Tabla 3.4.1 se presenta un resumen de los resultados obtenidos en las mediciones de calidad de energía.

*Tabla 3.4.1 Resumen de los resultados de calidad de energía.  
Fuente: Autores.*

Indicador	ARCONEL 005/18 (Normas de calidad de energía en general)	IEEE Std 519 2014 (Distorsión armónica de voltaje)	CONELEC 006 - 00
Nivel de Voltaje	El número de muestras que esta fuera del rango de tensión dada por la regulación del ARCONEL es superior al 5% del global de muestras medidas. Por lo tanto, no cumple con este índice de calidad.		
Flicker(pst)	El número de muestras que esta fuera del rango de tensión dada por la regulación del ARCONEL es inferior al 5% del global de muestras medidas. Por lo tanto, si cumple con este índice de calidad.		
Distorsión armónica total de voltaje	El número de muestras que se encuentra fuera del rango de distorsión armónica total dada por la regulación del ARCONEL es inferior al 5% del global de muestras medidas. Por lo tanto, si cumple con este índice de calidad.	El número de muestras que se encuentra fuera del rango de distorsión armónica individual es inferior al 5% del global de muestras medidas. Por lo tanto, se puede decir que si cumple con este índice de calidad.	
Distorsión armónica individual de voltaje	El número de muestras que se encuentra fuera del rango de distorsión armónica individual dada por la regulación del ARCONEL es inferior al 5% del global de muestras medidas. Por lo tanto, se puede decir que si cumple con este índice de calidad.	La mayoría de muestras recopiladas en este análisis cumple con los límites de distorsión armónico individual de voltaje dada por la norma IEEE std 516 - 2014	

Desequilibrio de voltaje	El 99% de las muestras tomadas están dentro del límite asignado por el ARCONEL, con esto tenemos que el hospital cumple con este índice de calidad.		
Frecuencia			El 99.5% de muestras de la frecuencia están dentro de los límites aceptables, los cuales se encuentran entre 59.1 a 60.09 Hz.
Factor de Potencia	La fase A registra un 58.03% de muestras que están fuera del límite, la fase B 15.77% y la fase C 28.07%. El número de muestras que no cumplen con la norma es superior al 5% permitido, por lo que no se cumple con este indicador de calidad.		

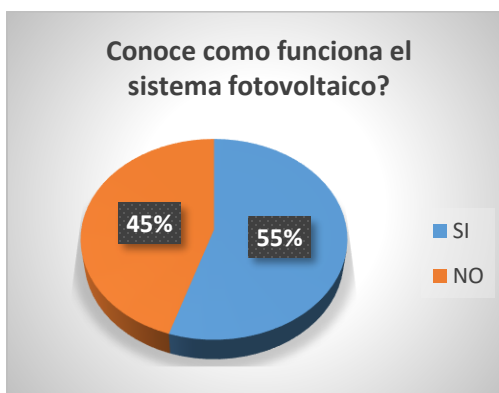
### 3.5. ENCUESTA DE PERCEPCIÓN CON RESPECTO AL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RECIBIDA Y CONOCIMIENTO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Las preguntas realizadas en la encuesta tienen el objetivo de brindar información acerca del conocimiento que tiene el personal del hospital sobre la energía renovable enfocado principalmente en la energía solar fotovoltaica. Una vez que se realizó la encuesta a las personas que trabajan en el centro hospitalario San José de Taisha, se contabilizó y se tabuló las respuestas, se determinó el porcentaje de cada respuesta en relación al total de encuestas realizadas, para este caso de estudio fueron 80 personas. El formato utilizado en la encuesta se puede observar en el ANEXO 6.

Conoce acerca del sistema SFV (Sistema fotovoltaico). Según las encuestas obtenidas el 55% tiene un leve conocimiento acerca de los sistemas fotovoltaicos o ha escuchado de su existencia.



¿Conoce cómo funciona el sistema fotovoltaico? El 55% de las personas encuestadas tienen una idea del funcionamiento de los paneles solares fotovoltaicos.

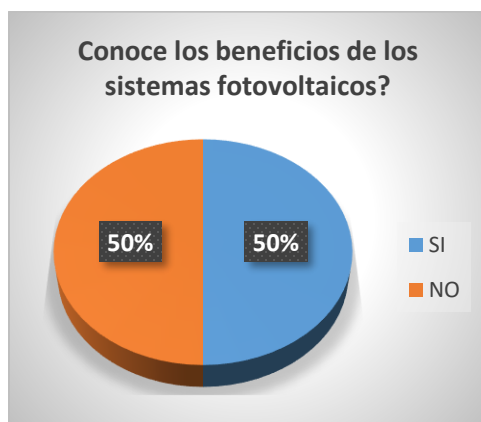


¿Conoce para qué sirve el sistema fotovoltaico? El 60% de las personas saben para que pueden ser utilizados ya que lo han podido observar en las comunidades lejanas del Cantón Taisha.



¿Conoce los beneficios de los sistemas fotovoltaicos? El 50% de las personas encuestadas conocen los beneficios que pueden brindar los sistemas fotovoltaicos

en zonas aisladas de la comunidad ya que en ciertas comunidades se abastecen de la energía solar fotovoltaica.

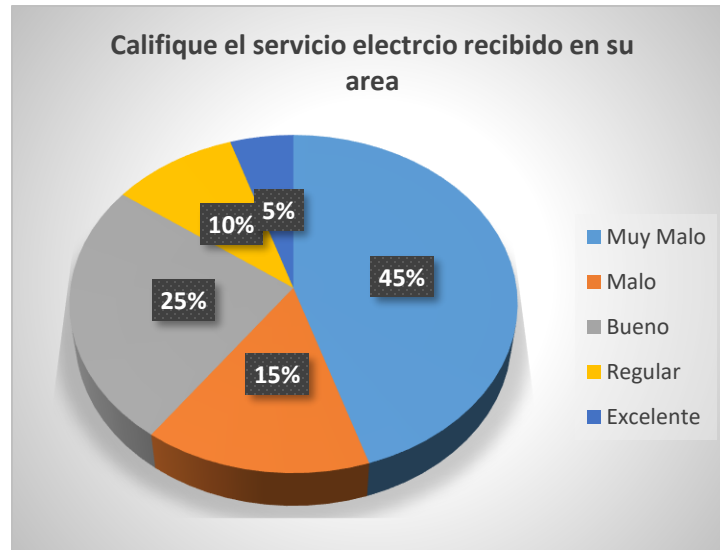


¿Cree que existe contaminación producida por los sistemas fotovoltaicos? El 20% de las personas dicen que existe contaminación cuando las baterías terminan su ciclo de vida útil y son mal manejados dichos desperdicios.

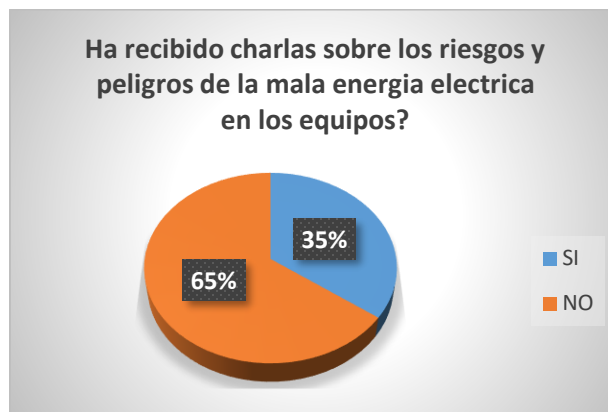


Califique el servicio eléctrico recibido en su área. El 45% de las personas dicen tener un mal servicio eléctrico las cuales la mayoría están ubicadas en los departamentos donde tienen equipos de electrónica sensible como emergencia, sala de parto y laboratorio. Las personas encuestadas del 15% y del 25% califican como malo y regular respectivamente los cuales se encuentran por los departamentos consulta externa donde no se depende mucho de los equipos electrónicos. Y los 15% restante están situadas donde no hacen mucho uso de la energía eléctrica.

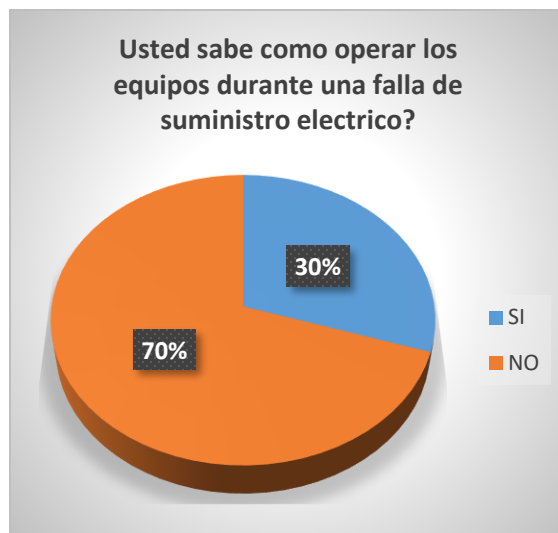




¿Ha recibido charlas sobre los riesgos y peligros de la mala energía eléctrica en los equipos? El 35% de las personas encuestadas han recibido charlas sobre los peligros, aunque algunos/as han recibido en otros centros.



¿Usted sabe cómo operar los equipos durante una falla de suministro eléctrico? El 30 % de las personas encuestadas conocen como reaccionar ante un corte de suministro eléctrico ya que la mayoría no desconecta o apaga los equipos.



¿Se le ha dañado algún equipo correspondiente a su área, debido al suministro eléctrico? Al 30 % de las personas encuestadas se le ha dañado al menos 1 a 4 equipos dependiendo su área.



## **CAPÍTULO 4 – DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO HIBRIDO**

El sistema solar fotovoltaico propuesto busca que el hospital san José de Taisha logre una independencia de la red, y así mejorar el nivel de tensión y la continuidad del servicio en las instalaciones del mismo, incluso tiene como objetivo mejorar el perfil de tensión en la red convencional de suministro eléctrico. Para el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico híbrido existen varios métodos, incluso en la actualidad se cuenta con la ayuda de programas informáticos que facilitan y automatizan la realización de los cálculos, estos nos permiten simular los mismos para obtener resultados previos a la instalación del SFV. A continuación, se detalla el método de cálculo utilizado para el dimensionamiento del sistema.

### **4.1. INTEGRACIÓN DE LOS ACTORES.**

#### **4.1.1. Sistema híbrido.**

Los sistemas híbridos son sistemas On – Grid que además pueden interactuar con las baterías y el sistema electrógeno. Estos sistemas usan inversores híbridos el cual tiene los siguientes funcionamientos:

- Cuando hay tensión en la red funcionan como un sistema On – Grid transformando la corriente continua proveniente de los paneles a corriente alterna, pero en este caso el inversor también gestiona la energía proveniente de los paneles, para mediante el sistema de baterías poder maximizar el autoconsumo y disminuir la potencia requerida de la red eléctrica.
- Cuando existen cortes de energía en la red eléctrica, el inversor genera una red interna con la energía que proviene de las baterías.
- El grupo electrógeno se puede conectar a algunos inversores híbridos, siempre y cuando las baterías también estén conectadas al inversor. De esta manera ante un corte de energía eléctrica en la red, cuando las baterías se encuentren descargadas el grupo electrógeno empezara a trabajar para que no exista corte de suministro eléctrico donde se requiera.

En la Figura 4.1.1 se puede observar el conexionado de un sistema híbrido.

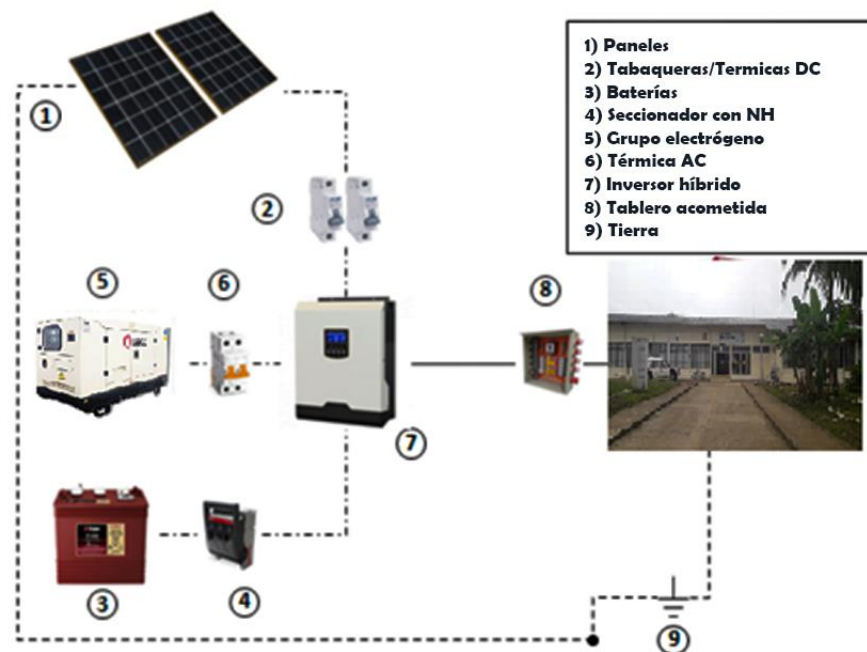


Figura 4.1.1 Esquema ilustrativo para el conexionado de un sistema híbrido.  
Fuente: Autores.

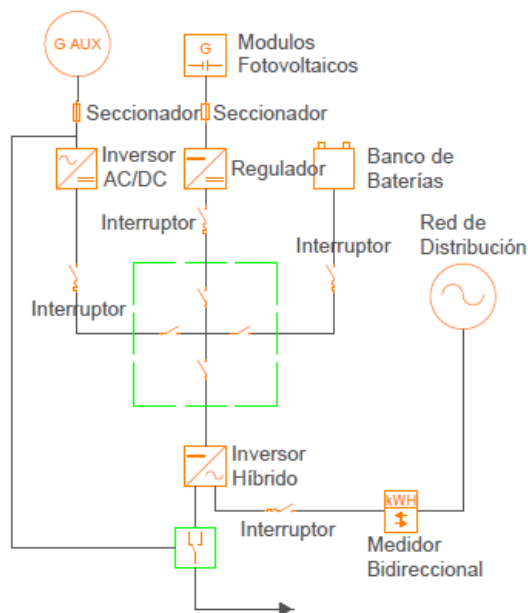


Figura 4.1.2 Esquema unifilar de sistema híbrido.  
Fuente: Autores

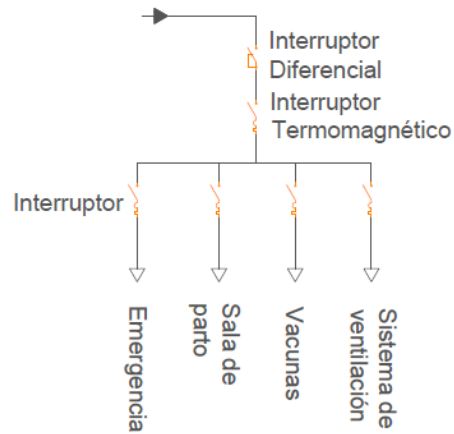


Figura 4.1.3 Cargas principales del sistema hospitalario.  
Fuente: Autores

#### 4.1.2. Conexión de paneles solares.

Para obtener valores requeridos de tensión o corriente los paneles deben ser conectarlos en serie o paralelo ya que el conexionado en serie se suman los voltajes mientras que el conexionado en paralelo se suman las corrientes. En la Figura 4.1.4 se observa el resultado de conexión de dos paneles fotovoltaicos de 340 Wp en serie o paralelo.

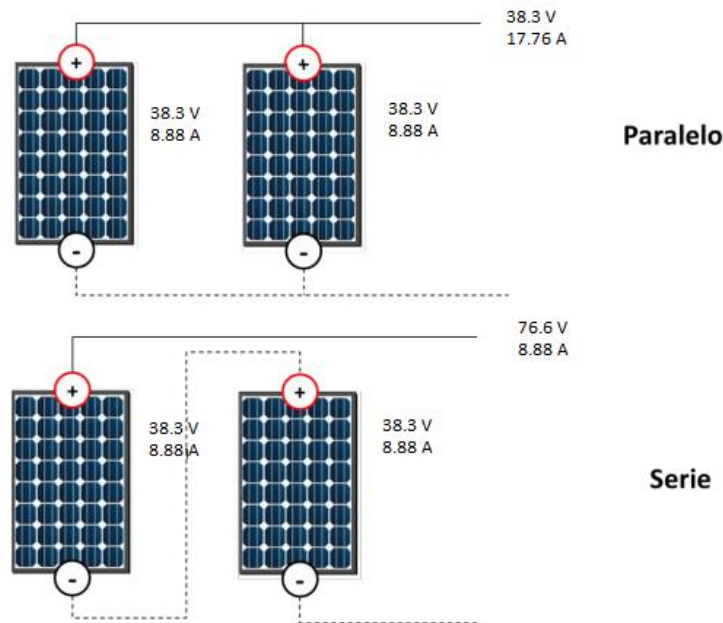


Figura 4.1.4 Conexión en serie o paralelo de los paneles fotovoltaicos para obtener mayor corriente o mayor tensión.  
Fuente: Autores.

En la mayoría de los casos, los paneles fotovoltaicos tienen dos cables de salida uno para el polo positivo (+) y el otro para el polo negativo (-) el cual en sus extremos poseen conectores especiales que aseguran un buen contacto y evitan la entrada de polvo y humedad.

El panel solar escogido para nuestro sistema se puede observar en la Figura 4.1.5 la hoja de características proporcionada por el fabricante se encuentra en el ANEXO 5.



*Figura 4.1.5 Panel solar PEIMAR de silicio policristalino  
Fuente: PEIMAR*

A continuación, se adjuntan las características técnicas del módulo solar seleccionado:

Tabla 4.1.1 Características del panel solar PEIMAR de silicio policristalino.  
Fuente: Peimar [74]

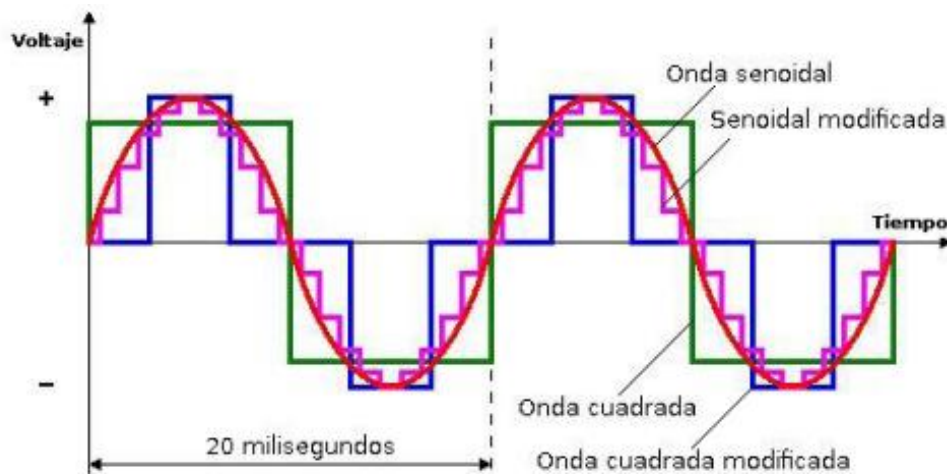
ESPECIFICACIONES DEL MODULO PEIMAR SG340P	
Marca	Peimar
Origen	Italiano
CARACTERISITICAS ELECTRICAS	
Pmax de salida	340Wp
Tensión nominal	38,3 V
Corriente nominal	8,88 A
Voltaje circuito abierto	46,73 V
Corriente corto circuito	9,51 A
CARACTERISTICAS DE TEMPERATURA	
Temperatura nominal de operación (TONC)	0,45±2 °C
Coeficiente de temperatura a Pmax MPP	-0,43%/°C
Coeficiente de temperatura a Voc	-0,32%/°C
Coeficiente de temperatura a Isc	0,047%/°C
Temperatura de operación	-40°C ±85°C
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Celdas solares	Policristalino
Tamaño de las celdas solares	156.75x156.75 mm
Conector	MC4
Sección de los cables	4.0 mm <sup>2</sup>
Dimensiones	1956x992x40 mm
Peso	22.5 Kg

#### 4.1.3. El inversor.

Para poder inyectar a la red eléctrica la energía debe ser convertida de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) y se deben ajustar la tensión, frecuencia y fase a los valores en el punto de conexión de la red eléctrica.

Los inversores se clasifican dependiendo de la onda de tensión que generan, se definen 3 tipos de inversores cuyas formas de onda se puede observar en la Figura 4.1.6.

- Onda cuadrada. - Estos inversores son muy básicos los cuales sirven únicamente para consumos simples como iluminación.
- Onda cuadrada modificada. – Estos inversores son un poco más avanzados y su uso se puede extender a la mayoría de los consumos que no requieran de electrónica sensible.
- Onda senoidal pura. – Generan la misma onda que recibimos en el hogar, los cuales pueden utilizarse en todo tipo de aparatos con motor o electrónica sensible.



*Figura 4.1.6 Diferencia entre los diferentes tipos de onda generada por los inversores.  
Fuente: Navntoft, Imagen tomada de [73].*

#### 4.1.4. Las baterías.

Las baterías son los que acumulan la energía generada por los paneles y permiten entregar energía eléctrica cuando es necesario. Las baterías se caracterizan por su capacidad de descarga, su tensión y corriente.

Para nuestro caso de estudio se ha seleccionado baterías de flujo de vanadio redox, a pesar de ser una tecnología no madura, presenta varias ventajas al momento de brindar apoyo a redes débiles.

Campos de utilización de las baterías de flujo de vanadio [74]:

- Apoyo a redes débiles: Sirve para estabilizar la red de baja, media tensión y para suavizar picos de generación.



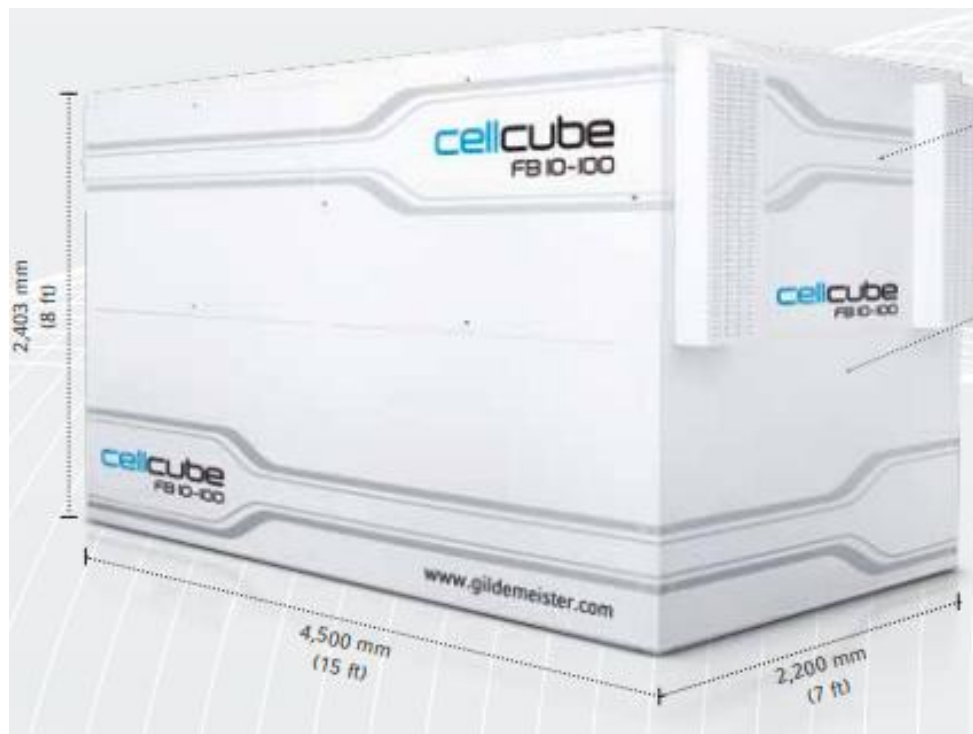
- Parques eólicos y solares: Utilizados como un amortiguador para suavizar la producción de energía y compensar las fluctuaciones.
- Protección de la inversión: CellCube garantiza un suministro constante, incluso después de la amortización del parque eólico o solar.

Los módulos individuales de CellCube (Baterías de Flujo de Vanadio) nos brindan una amplia gama de potencias de salida como de capacidad de almacenamiento de energía, esto nos permite combinar diferentes módulos para obtener la solución necesaria para satisfacer los requisitos del caso en estudio [74].

*Tabla 4.1.2 Potencia disponible y capacidad de almacenamiento.*

*Fuente: Cell Cube [74].*

Cell Cube	Potencia de salida [kW]	Capacidad de Almacenamiento [kWh]			
FB 10	10	40	70	100	130
FB 20	20	40	70	100	130
FB 30	30	40	70	100	130
FB 200	200		400	800	1600



*Figura 4.1.7 CellCube FB 10 – 100*

*Fuente: Cell cube [74].*

Ventajas del CellCube [74]:

- Presenta una alta seguridad, no es inflamable ni explosiva.
- Escalable al rango de los MW a través de una simple conexión paralela de múltiples CellCube.
- 100% de capacidad de descarga.
- Eficiencia hasta del 80%.
- Solución de sistema integral, que incluye inversores especialmente coordinados, que permite conexión a diferentes fuentes de energía
- El vanadio es ecológico y reciclable.

#### 4.2.RECURSO SOLAR DEL SITIO.

En el cantón Taisha perteneciente a la provincia de Morona Santiago se dispone de radiación solar suficiente para poder implementar una fuente de energía solar fotovoltaica. Gracias a los datos obtenidos por el piranómetro cmp3 y su error relativamente bajo con los datos que nos proporciona la NASA se presenta en la Tabla 4.2.1 la radiación de cada mes del año en el sitio.

*Tabla 4.2.1 Radiación solar en el sitio.  
Fuente: Autores.*

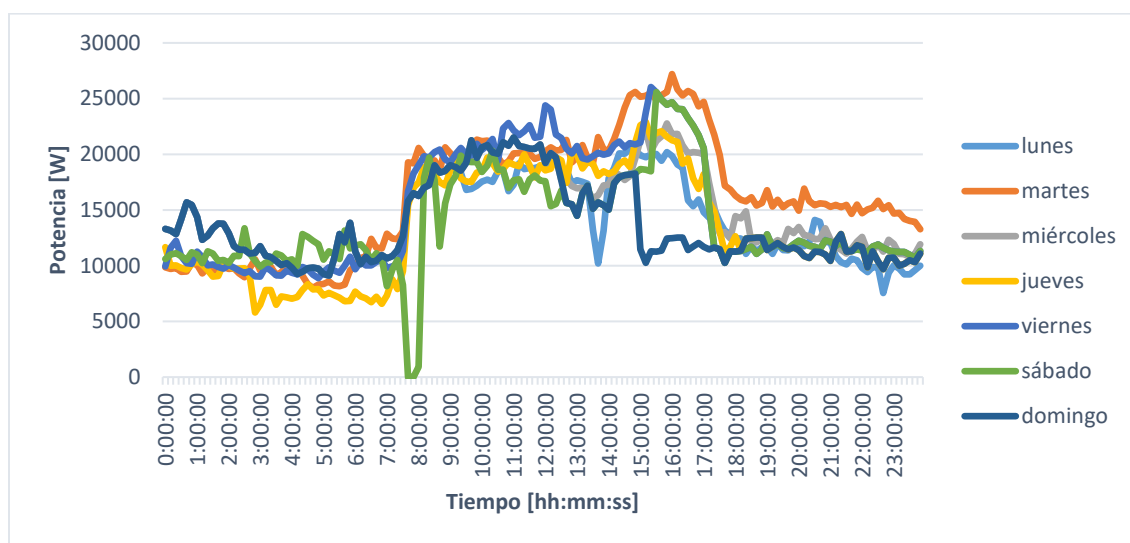
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Radiación Solar diaria $kWh/m^2/día$	3.66	3.44	3.47	3.66	3.64	3.45	3.53	3.88	4.04	4.24	4.25	3.85

Se puede apreciar que la radiación mínima proporcionada por la Nasa se ha registrado en el mes de febrero, con una irradiación de  $3.44 kWh/m^2/día$ , el mismo mes en el que se tomó las medidas con el sensor de radiación en el sitio. Por lo tanto, con el fin de asegurar el correcto dimensionamiento y funcionamiento de nuestro SFV, se realizará el diseño tomando la radiación en el caso más desfavorable de hora solar pico, la cual es de  $3.44 kWh/m^2/día$ .

$$H_{sp} = 3.44 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$$

### 4.3. DEMANDA ENERGETICA DEL HOSPITAL.

Para conocer y realizar el cálculo de diseño del sistema fotovoltaico es necesario conocer la carga a la que se va a suministrar energía y el tiempo de uso de la misma, para tener un dato exacto de la potencia diaria del hospital, se instaló el equipo analizador de redes (FLUKE 435 Series II) en el hospital por un lapso de 7 días de medición, y obtener la curva de demanda diaria en cada uno de esos días, esto se puede apreciar en la Figura 4.3.1.



*Figura 4.3.1 Demanda diaria Hospital San José de Taisha.  
Fuente: Autores.*

Para fines del estudio se obtuvo la curva de demanda diaria promedio de los 7 días, y así poder realizar la estimación de la demanda de energía diaria del hospital San José de Taisha. En la Figura 4.3.2 se presenta la curva de demanda del día martes. La demanda máxima fue de 21,7 [kW] a las 16:00. Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se utilizó la curva del día martes, ya que presenta el día de mayor demanda energética.



Figura 4.3.2 Curva de demanda del día martes.

Fuente: Autores.

#### 4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Se plantean 3 casos de estudio, donde cada uno de ellos cubre cierto porcentaje de la energía total necesaria para cubrir las necesidades del hospital en 1 día laborable. Cada uno será explicado con más detalle a continuación.

##### 4.4.1. Caso 1 sistema fotovoltaico al 100%:

Se busca cubrir el 100% de la demanda energética hospitalaria, se tomará en cuenta la potencia máxima del día de medición con mayor demanda energética, como se indica en la Figura 4.4.1.

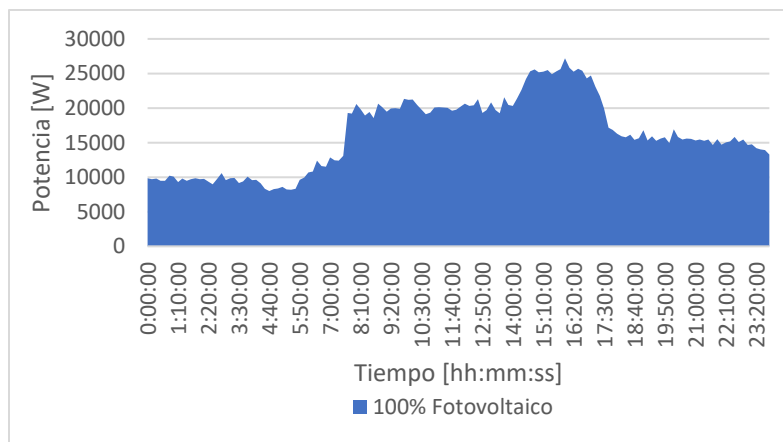
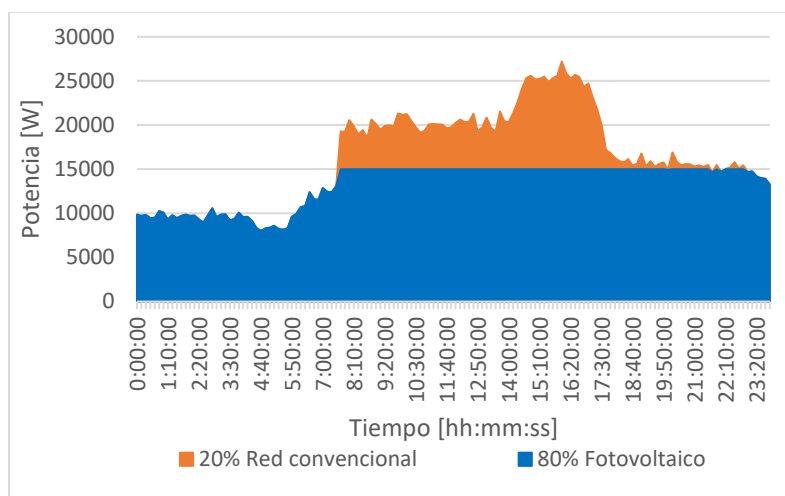


Figura 4.4.1 Potencia máxima del día con mayor demanda energética.

Fuente: Autores.

#### 4.4.2. Caso 2 sistema fotovoltaico al 80%:

El segundo caso trata de conseguir un sistema alimentado con una fuente 80% fotovoltaica y 20% de la red convencional como se indica en la Figura 4.4.2.



*Figura 4.4.2 80% Fotovoltaica y 20% de red convencional.  
Fuente: Autores.*

Como se observa en la Figura 4.4.2 los picos donde la demanda crece equivalen a un 20% del consumo energético. Para estos momentos del día donde la demanda supera a la generación fotovoltaica se tendrá como apoyo a la red convencional y en caso de no contar con esta, se tendrá al sistema de almacenamiento para suplir la demanda de energía.

#### 4.4.3. Caso 3 sistema fotovoltaico al 60%:

En el caso 3 se planteó un sistema que depende mucho más de la red convencional, donde el sistema de generación fotovoltaico cubrirá un 60% de la demanda energética total, y la red convencional un 40% como se observa en la Figura 4.4.3.

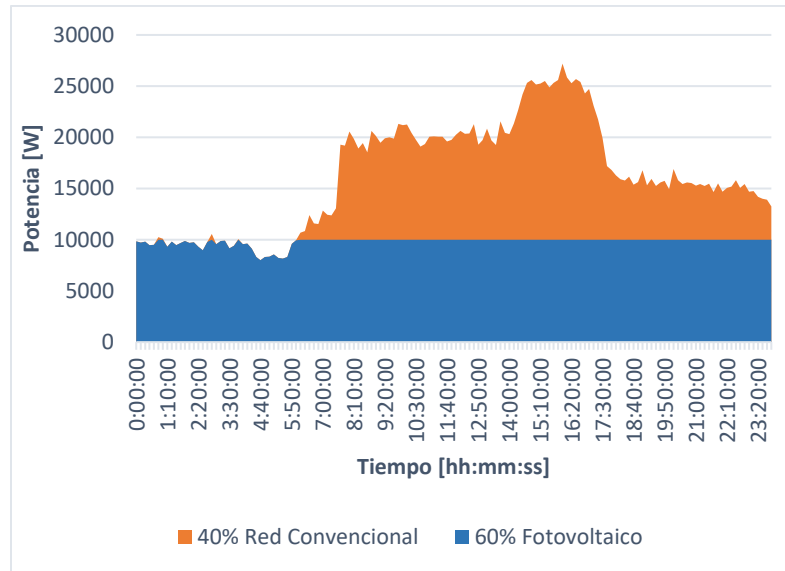


Figura 4.4.3 60% Fotovoltaica y 40% de red convencional.

Fuente: Autores.

#### 4.5. ENERGIA REAL DIARIA.

Con esto se obtuvo la demanda energética diaria del hospital, la que resultó ser de  $Ed = 324,13 \text{ kWh}$  día, dato que será utilizado para obtener la energía real necesaria para el dimensionamiento fotovoltaico.

Existirán pérdidas energéticas en cada uno de los elementos que conformaran el sistema fotovoltaico, debido a que su eficiencia nunca será del 100%, se calcula el consumo real teniendo en cuenta estas pérdidas.

$$Er = \frac{Ed}{Rt} \quad (26)$$

Donde:

$Er$ : Energía real diaria

$Ed$ : Energía diaria requerida.

$Rt$ : Pérdida total en todos los elementos

Las pérdidas totales en todo el sistema fotovoltaico son calculadas con la siguiente ecuación.

$$Rt = (1 - K_b - K_c - K_r - K_v) * (1 - \frac{K_a * N}{P_d}) \quad (27)$$

Donde:

**$K_b$ :** Coeficiente de pérdidas por eficiencia del dispositivo de almacenamiento seleccionado. En este cálculo el  $K_b = 0.1$  teniendo en cuenta que se utilizaran baterías de flujo de vanadio redox, valor que se toma para sistemas que poseen descargas profundas.

**$K_c$ :** Es el coeficiente de pérdidas en los convertidores que se van a utilizar en el sistema Fotovoltaico. Se determina un coeficiente de perdidas  $K_c = 0.04$ .

**$K_r$ :** Coeficiente de pérdidas en el regulador, se tomará un valor de acuerdo a la eficiencia del regulador seleccionado. Para motivos de estudio se tomará un valor de  $K_r = 0.002$ .

**$K_v$ :** Coeficiente de perdidas varias tales como, perdidas por efecto joule, perdidas por rendimiento de red, etc. Se tomará un valor  $K_v = 0.05$  teniendo en cuenta a las perdidas ya mencionadas.

**$K_a$ :** Coeficiente de auto descarga de las baterías. Se busca la implementación de baterías de flujo de vanadio redox en el sistema propuesto, por lo cual tiene un  $K_a = 0.001$  debido a que estas baterías poseen una tasa de auto descargas muy baja.

**$N$ :** Número de días de autonomía.  $N = 1$

**$P_d$ :** Profundidad de descarga. Una de las ventajas de las baterías de flujo de vanadio redox es que se puede extraer el 100% de la energía almacenada sin que sufran daños las mismas. Por lo tanto, el  $P_d = 0.95$

El coeficiente de pérdidas totales para el sistema es de:

$$Rt = 0.8072$$

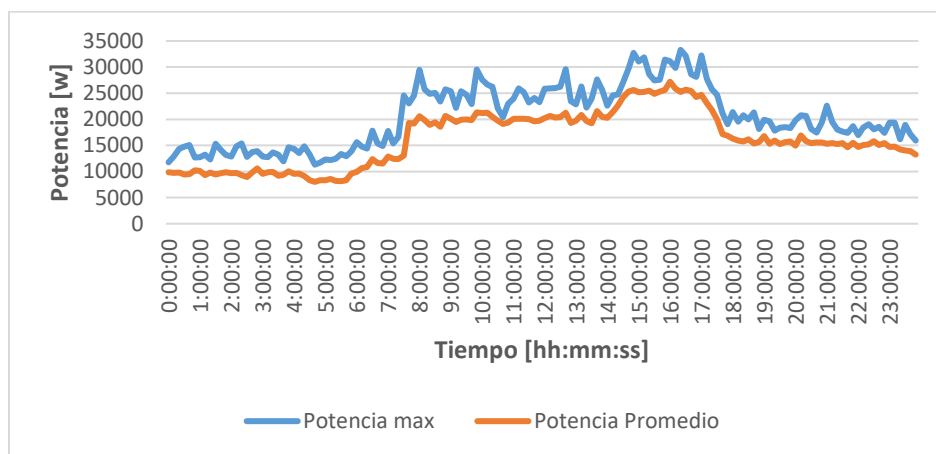
En la Tabla 4.5.1 se observa que el Caso 1 requiere una energía diaria de 401.548 kWh. El caso número 2 requiere de una energía diaria de 321.2 kWh para cubrir el 80 % de la demanda energética del hospital en un día. Para el Caso 3 se requiere de una energía diaria de 240.9 kWh para cubrir el 60% de la demanda energética Hospitalaria. Los cálculos se encuentran detallados en el ANEXO 2.

*Tabla 4.5.1 Energía para cada uno de los casos de estudio.*

*Fuente: Autores.*

Caso	% Energía real	Energía [kWh]
1	100%	401.548
2	80%	321.2
3	60%	240.9

Para la selección de los módulos se tiene presente la energía real necesaria para satisfacer todas las necesidades del sistema hospitalario, y también la potencia máxima presentada a lo largo de los 7 días de medición. Conociendo que el equipo analizador de redes FLUKE 435 series II nos brinda datos de potencia promedio en un intervalo de 10 minutos, también obtenemos la potencia máxima y mínima en el mismo intervalo, por lo que para el dimensionamiento de la potencia de salida del sistema de almacenamiento se analizó la curva de potencia (máxima) del día de mayor demanda, en este caso el martes.



*Figura 4.5.1 Curva de potencia maxima medida.*

*Fuente: Autores*





La demanda máxima de potencia fue de 33,3 kW y se dio a las entre las 16:10:00 - 16:20:00 del día martes. Con este valor podemos estimar una potencia máxima de salida para el sistema de almacenamiento.

#### 4.6. DIMENSIONAMIENTO DE LA CAPACIDAD NOMINAL PARA CADA CASO.

La Regulación Nro. ARCONEL - 003/18 brinda la siguiente expresión para determinar la capacidad nominal máxima del sistema solar fotovoltaico. Los cálculos detallados se pueden apreciar en el ANEXO 2.

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} E_{\text{mensual}_i} \text{ (kWh)}}{\text{Factor}_{\text{planta}} * 8760 \text{ (h)}} \quad (28)$$

Donde:

$E_{\text{mensual}_i}$ : Energía mensual facturada por el consumidor. (Estudio técnico).

$\text{Factor}_{\text{planta}}$ : Depende del estudio técnico realizado para cada sitio.

El Factor de planta es el cociente entre la energía que produce una planta fotovoltaica y lo que podría producir si funcionara todo el tiempo a máxima potencia.

Debido a la variación del recurso solar en el tiempo, y por la alta variabilidad del movimiento nuboso, las plantas fotovoltaicas no se encuentran generando a máxima potencia en todo momento. Debido a esto siempre se dimensionan con una potencia pico mayor a la potencia nominal [57].

El dimensionamiento fotovoltaico se realizó con un factor de planta del 14%, los cálculos del mismo se encuentran en el ANEXO 2.

La capacidad nominal dimensionada para todos los casos planteados se observa en la Tabla 4.6.1.

*Tabla 4.6.1 Dimensionamiento de la capacidad nominal para los 3 casos.*  
*Fuente: Autores.*

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Energía total (kWh)	401.548	321.2	240.9
Horas de sol pico	3.44	3.44	3.44
Capacidad Nominal (kW)	117	93.6	70.19

De acuerdo a la capacidad nominal instalada se seleccionó un inversor centralizado para cada uno de los casos planteados.

#### 4.7. CARACTERISTICAS DE LOS INVERSORES SELECCIONADOS PARA CADA UNO DE LOS CASOS.

Teniendo en cuenta cada uno de los cálculos previos se seleccionó los inversores con el objetivo de garantizar la entrega de energía para la que fueron dimensionados. Las hojas de características de los inversores pueden ser observadas en el ANEXO 3.

##### 4.7.1. Eficiencia de los inversores y pérdidas por efecto joule.

Por lo general los inversores tienen pérdidas que pueden variar según su eficiencia y podría variar entre 2% y 3%, para el estudio técnico se tomó un porcentaje de pérdidas del 2%. Consideramos que para este sistema bajo ninguna condición debe existir perdidas por efecto joule superior al 3%

$$\%perdidas\ inversor = 2\%$$

$$\%perdidas\ Efecto\ Joule = 3\%$$

$$\%perdidas = \%perdidas\ inversor + \%perdidas\ Efecto\ Joule \quad (29)$$

$$\%perdidas = 2\% + 3\% = 5\%$$

##### 4.7.2. Inversor Caso 1.

Tabla 4.7.1 Características técnicas del inversor seleccionado para el Caso 1.  
Fuente: ABB [77].

Inversor de string ABB PSV-120-TL de 120 kW	
Entrada	PSV-120-TL
Tensión de entrada de CC máxima absoluta $V_{max}$	1000 V
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha $V_{start}$	420 V (400...500 V)
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ( $V_{dmin} \dots V_{dmax}$ )	360...1000 V
Tensión nominal de entrada de CC $V_{dcr}$	720 V
Número de MPPT independientes	6
Tensión de entrada de CC máxima para cada MPPT	570...850 v
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $P_{MPPT, max}$ )	123 000 W
Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $I_{dmax}$ )	36 A
Corriente máxima de cortocircuito de entrada ( $I_{sc_{max}}$ ) para cada MPPT	50 A

##### 4.7.3. Inversor Caso 2.

Tabla 4.7.2 Características técnicas del inversor seleccionado para el Caso 2.

Fuente: ABB [77].

Inversor de string ABB PSV-100-TL de 100 kW	
Entrada	PSV-120-TL
Tensión de entrada de CC máxima absoluta $V_{max}$	1000 V
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha $V_{start}$	420 V (400...500 V)
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ( $V_{dcmin} \dots V_{dcmax}$ )	360...1000 V
Potencia Nominal de entrada de CC ( $V_{dcr}$ )	10200 W
Tensión nominal de entrada de CC $V_{dcr}$	720 V
Número de MPPT independientes	6
Tensión de entrada de CC máxima para cada MPPT	480...850 V
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $P_{MPPT, max}$ )	17 500 W
Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $I_{dcmax}$ )	36 A
Corriente máxima de cortocircuito de entrada ( $I_{scmax}$ ) para cada MPPT	50 A

#### 4.7.4. Inversor Caso 3.

Tabla 4.7.3 Características técnicas del inversor seleccionado para el Caso 3.

Fuente: SMA [77].

Sunny Tripower 25000TL	
Potencia máxima de CC	25550 W
Tensión de entrada máxima	1000 V
Rango de tensión MPP	390V A 800V
Tensión de entrada min	150V
Corriente máxima de entrada, entradas A y B	33
Número de entradas MPP	A y B

#### 4.8. DIMENSIONAMIENTO DEL NUMERO DE PANELES PARA CADA CASO.

La potencia máxima del sistema fotovoltaico depende del número de módulos fotovoltaicos y la potencia pico de cada uno de ellos, entonces, se utiliza la potencia máxima del inversor seleccionado para dimensionar el número de módulos solares necesarios para el sistema fotovoltaico. Cada uno de los cálculos mencionados en este punto se encuentra detallado en el ANEXO2.

##### 4.8.1. Máximo número de paneles por inversor.

El número máximo de módulos fotovoltaicos para cada inversor es calculado con la siguiente expresión:

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ inversor} = \frac{P_{cc} \text{ Max Inversor}}{P_p \text{ Modulo Fotovoltaico}} \quad (30)$$

#### 4.8.2. Máximo número de paneles por entrada MPPT.

Teniendo en cuenta que los inversores seleccionados tienen más de un regulador MPPT (Maximum Power Point Tracker o seguimiento del punto de máxima potencia) se procede a realizar el cálculo del número de módulos fotovoltaicos para cada entrada MPPT.

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ Mppt} = \frac{P_{cc} \text{ Max Mppt}}{P_p \text{ Modulo Fotovoltaico}} \quad (31)$$

#### 4.9. CALCULO DE LAS COMBINACIONES DE PANELES EN SERIE Y PARALELO POR INVERSOR.

Para el cálculo de las combinaciones posibles de módulos en serie/paralelo se utiliza la metodología presentada por la Universidad De la Roja, para obtener el máximo rendimiento de los inversores seleccionados. Para que un inversor entre en funcionamiento es necesario que la tensión emitida por el campo solar sea mayor a la tensión mínima de entrada del inversor, pero a su vez no debe sobrepasar su tensión o corriente máxima permitida. Si se cumplen estas dos condiciones entonces el inversor empezara la generación con normalidad [75]. El Cálculo detallado se puede observar en el ANEXO 2.

##### 4.9.1. Efecto de la temperatura en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

Para realizar un correcto dimensionamiento del campo solar es tiene que analizar las variables que influirán negativamente a los resultados calculados. Los factores más influyentes en cuanto a potencia generada por los módulos fotovoltaicos es la radiación y temperatura.

Generalmente los datos de eficiencia del módulo que nos brinda el fabricante han sido obtenidos por mediciones en condiciones estándar, es decir, a una temperatura de 25 °C, radiación 1000 W/m<sup>2</sup> y AM 1,5. Condiciones que, al aire libre, donde comúnmente se instalan los paneles fotovoltaicos son difíciles de encontrar.

Las variaciones porcentuales en la tensión y corriente que dependen directamente de las variaciones en la temperatura vendrán dadas por el catálogo del módulo mostrado en la Tabla 4.1.1. El coeficiente de temperatura  $P_{max}$  y la Temperatura de operación nominal de la celda nos permiten calcular las pérdidas en la potencia generada debido a la temperatura. El TONC se mide con una radiación incidente de  $800 \text{ W/m}^2$ , a una temperatura ambiente de  $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$  y una velocidad del viento de  $1 \text{ m/s}$  [76].

#### 4.9.2. Número máximo de módulos en serie.

Se busca un número de módulos en serie donde su tensión de generación en el punto de máxima potencia por cada ramal se mantenga siempre entre los límites de tensión de entrada dados por el inversor. Para eso se realizan cálculos donde intervienen variables como los datos de tensión y corriente del módulo, los límites de tensión admitidos por el inversor y datos de temperatura del sitio donde se montarán los paneles solares.

El máximo número de módulos en serie que puede tener el inversor por cada ramal vendrá dado por la tensión máxima que producirán los paneles en circuito abierto, esto se dará en la temperatura ambiente más baja registrada en el sitio, también se toma en cuenta la tensión máxima necesaria para que el inversor pueda encontrar el punto de máxima potencia al momento que la tensión del panel es máxima [75].

Definido el modelo de predicción de temperatura, se realizan los cálculos de  $V_{oc}$  como para la tensión  $M_{pp}$  (punto de máxima potencia). De las mediciones realizadas en el sitio obtenemos  $13 \text{ }^{\circ}\text{C}$  como la temperatura mínima, para una irradiancia de  $0 \text{ W/m}^2$ . Entonces:

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20) \quad (32)$$

Para la mínima temperatura ambiente registrada en la zona tenemos una temperatura de celda =  $13.6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ . Se procede a calcular la variación de la tensión  $M_{pp}$  para estas condiciones.

$$\Delta V_{mpp} = \Delta V_{oc} * (T_c - 25) \quad (33)$$

Se calcula la tensión Mpp que se estima tendrá el módulo fotovoltaico a una temperatura de 13.6 °C con la siguiente expresión.

$$V_{mpp}(T_c) = V_{mpp} * (1 + \frac{\Delta V_{mpp}}{100}) \quad (34)$$

Donde:

$\Delta V_{oc}$ : Variación de la tensión de circuito abierto

$V_{mpp}$ : Tensión característica del módulo en el punto de máxima potencia

$\Delta V_{mpp}$ : Variación de tensión en condiciones de temperatura ambiente.

Ahora procedemos a realizar el cálculo de la tensión de circuito abierto en condiciones ambientales preestablecidas.

$$V_{oc}(T_c) = V_{mpp} * (1 + \frac{\Delta V_{mpp}}{100}) \quad (35)$$

El número máximo de paneles en serie que puede soportar un inversor está dado por:

$$\#MaxPaneles_{Serie} = \frac{Voltaje\ limite\ superior\ MPP}{V_{mpp}(T_c)} \quad (36)$$

$$\#MaxPaneles_{Serie} = \frac{Tension\ de\ entrada\ maxima\ inversor}{V_{oc}(T_c)} \quad (37)$$

#### 4.9.3. Número mínimo de paneles en Serie.

El mínimo número de módulos en serie que puede tener el inversor por cada ramal vendrá dado por la tensión mínima que producirán los paneles en circuito abierto, esto se dará en la temperatura ambiente más alta registrada en el sitio, también se

toma en cuenta la tensión mínima necesaria para que el inversor pueda encontrar el punto de máxima potencia al momento que la tensión del panel es máxima [75].

La temperatura máxima del módulo corresponde a la temperatura ambiente máxima registrada en Taisha, por las mediciones previamente realizadas tenemos una temperatura máxima de 30°C para una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>.

Temperatura de los módulos a una temperatura de 30°C:

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20) \quad (38)$$

Variación de tensión de Máxima potencia:

$$\Delta V_{mpp} = \Delta V_{oc} * (T_c - 25) \quad (39)$$

Tensión a máxima potencia

$$V_{mpp}(T_c) = V_{mpp} * \left(1 + \frac{\Delta V_{mpp}}{100}\right) \quad (40)$$

Por lo tanto, el número mínimo de módulos en serie que podrían ser conectados al inversor vendría dado por la siguiente expresión:

$$\#MinModulos_{SERIE} = \frac{Voltaje\ limite\ inferior\ Mpp}{V_{mpp}(T_c)} \quad (41)$$

#### 4.9.4. Número máximo de ramales en paralelo.

El número máximo de ramales en paralelo que pueden ser conectados a nuestro inversor limitado por la corriente máxima admisible en la entrada MPPT del inversor, y su potencia máxima. El valor máximo de corriente que puede ser suministrada por los paneles corresponde a la corriente de cortocircuito cuando la temperatura ambiente es la máxima registrada en el sitio [75].

Del punto anterior tenemos que la Temperatura de celda (T<sub>c</sub>) para la temperatura ambiente máxima es de 61.25°C. Entonces, la corriente de cortocircuito que tendrá el módulo en estas condiciones estará dada por las siguientes ecuaciones:



$$\Delta I_{cc_{tc}} = \Delta I_{cc} * (T_c - 25) \quad (42)$$

$$I_{cc_{T_c}} = I_{cc} * \left(1 + \frac{\Delta I_{cc_{tc}}}{100}\right) \quad (43)$$

El número máximo de ramales en paralelo está dado por:

$$\#MaxParalelo = \frac{I_{max\ inversor}}{I_{cc_{T_c}}} \quad (44)$$

Con esto se limitará al número de paneles en paralelo para que la corriente de cortocircuito del conjunto pueda ser siempre admitida en la entrada del inversor, sin tener ningún fallo.

$$\#MaxParalelo = \frac{P_{max\ Inversor}}{N_{serie} * P_{Modulo}} \quad (45)$$

Y también se limita con la formula anterior a que la potencia instalada del generador fotovoltaico no sea superior a la potencia máxima del inversor.

La Tabla 4.9.1 se muestra el número de ramales en paralelo y el número de paneles en serie seleccionados para lograr satisfacer la demanda energética de todos los casos de estudio. El número de ramales en paralelos y número de paneles en serie fueron seleccionados de modo que cumpla con los límites calculados en los puntos 4.9.2, 4.9.3 y 4.9.4.

*Tabla 4.9.1 Ramales en paralelo y paneles en serie por inversor.  
Fuente: Autores.*

	Número de entradas MPPT	Ramas en paralelo	Número de módulos en serie	Número de Inversores
<b>Caso 1</b>	6	18	20	1
<b>Caso 2</b>	6	17	17	1
<b>Caso 3</b>	2	6	12	3

#### 4.10. RESULTADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO PARA CADA CASO.

En base a los cálculos realizados en el ANEXO 2 se presenta la Tabla del dimensionamiento del generador fotovoltaico para cada uno de los casos establecidos.



Tabla 4.10.1 Dimensionado del sistema de generación fotovoltaico para cada uno de los casos.  
Fuente: Autores.

	Energía Demandada (kWh/día)	Número de Inversores	Potencia inversores	Módulos fotovoltaicos por inversor	Potencia instalada	Área del SFV
<b>Caso 1</b>	401.584	1	123000 W	360	122400 W	842.08m <sup>2</sup>
<b>Caso 2</b>	321.2	1	102000 W	289	98260 W	676.01m <sup>2</sup>
<b>Caso 3</b>	240.9	3	25550 W	72	73440 W	505.25m <sup>2</sup>

#### 4.11. DIMENSIONADO DE LAS BATERIAS.

Para asegurar la calidad y continuidad en el suministro eléctrico se debe dimensionar el almacenamiento para un día de autonomía, teniendo en cuenta todos los problemas de calidad que sufre el hospital, el sistema de almacenamiento debe ofrecer a los usuarios energía con continuidad y calidad. En caso de carecer del suministro eléctrico en el peor de los escenarios, la radiación será mínima y la red convencional sufra de un corte de suministro eléctrico el cual el sistema de almacenamiento servirá de respaldo a la misma.

El sistema de almacenamiento nos permitirá un control mayor de la generación producida por el sistema solar fotovoltaico y brindará una solución a los momentos de alta demanda energética y baja radiación incidente en el sitio, de ser este el caso los sistemas de almacenamiento que hayan almacenado energía en momentos donde la demanda era baja entraran en funcionamiento para suplir la carga necesaria que solicite el sistema eléctrico del hospital.

Para la selección de los módulos se debe tener presente la energía real necesaria para satisfacer todas las necesidades del sistema hospitalario, y también la potencia máxima presentada a lo largo de los 7 días de medición presentadas en el punto 4.5.

$$Er = 401.548 \text{ KWh}$$

$$\text{Demanda Maxima de potencia} = 33.3 \text{ Kw}$$

La Capacidad de las baterías vendrá dada por las siguientes ecuaciones.

$$C_n \text{ Wh} = \frac{Er * N}{P_d} \quad (46)$$

$$C_n \text{ Ah} = \frac{Er * N}{V * P_d} \quad (47)$$

Donde:

$C_n \text{ Wh}$ : Capacidad nominal de las baterías en  $Wh$ .

$C_n \text{ Ah}$ : Capacidad nominal de las baterías en  $Ah$ .

$N$ : Número de días de autonomía. Serán los días que la instalación deba operar bajo una irradiación mínima, en los cuales se va a consumir más energía de la que el sistema fotovoltaico va a ser capaz de generar.  $N = 1$

$P_d$ : Profundidad de descarga. Una de las ventajas de las baterías de flujo de vanadio redox es que se puede extraer el 100% de la energía almacenada sin que sufran daños las mismas. Por lo tanto, el  $P_d = 0.95$

$V$ : Tensión nominal de las baterías.

$$C_n \text{ Wh} = \frac{Er * N}{P_d} = C_n \text{ Wh} = \frac{401.548 \text{ KWh/dia} * 1 \text{ dia}}{0.95} = 422.682 \text{ Kwh}$$

$$C_n \text{ Ah} = \frac{Er * N}{V * P_d} = C_n \text{ Wh} = \frac{401.548 \text{ KWh/dia} * 1 \text{ dia}}{48 * 0.95} = 8806 \text{ Ah}$$

Se realizó una serie de combinaciones posibles para encontrar la más óptima.

Tabla 4.11.1 Combinaciones de módulos para dimensionar el almacenamiento.

Fuente: Autores.

CellCube	Potencia salida [kW]	Energía almacenada [kWh]
4 módulos FB 10-100	40	400
1 módulo FB 10-130 + 3 módulos FB 10-100	40	430
2 módulos FB 10-130 + 2 módulos FB 10-100	40	460
4 módulos FB 10-130	40	520

5 módulos FB 10-130

50

650

Observamos que tres de las combinaciones propuestas satisfacen la demanda energética, entonces tomamos la más eficiente, que pertenece a 1 CellCube FB 10-130 y 3 CellCube FB 10-100. El sistema de almacenamiento propuesto podrá suministrar una potencia máxima de 50 kW y almacenar 430Wh de energía para poder suplir un día de autonomía. En la Figura 4.11.1 se puede observar una posible combinación de las baterías de flujo de vanadio.



*Figura 4.11.1 Combinación de dos baterías de flujo de vanadio.  
Fuente: Cell cube [74].*

## CAPÍTULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

De los datos tomados en 3 semanas por el piranómetro CMP3 se puede obtener la curva de potencia diaria el cual nos ayuda a saber cuánta energía solar podríamos extraer en el sitio. Además, se puede observar que el rango de error es pequeño el cual varía entre el 1.25% al 11.17% exceptuando el día 17 de febrero el cual hay un error del 31.74%, y en un error promedio general es de 8.51%.

Con los datos obtenidos del sensor de temperatura se pudo observar que la temperatura del sitio en el mes de febrero vario de 17 °C a los 34 °C los cuales se tuvo en cuenta para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

En el análisis de calidad realizado al hospital se observa que las muestras que no cumplen el indice de nivel de voltaje en la fase A y fase B son de 17.20% y 7.40%, por lo cual no cumple con los limites brindados por la Resolución Nro. ARCONEL-053/18, en caso de instalar el sistema fotovoltaico, mejoraría el índice de calidad referente al nivel voltaje en el hospital, además la red dispondría de una fuente de generación conectada al final de la línea, mejorando considerablemente el perfil de tensión de la red eléctrica.

Se debe tener en cuenta que los niveles altos de Pst registrados en la fase B pueden presentar cansancio visual para las personas dentro del hospital, dependiendo de la sensibilidad de la persona que lo percibe, puede ocasionar cefaleas, migrañas, ser causa de estrés y hasta llegar a ser un riesgo de salud, en especial para las personas propensas a la epilepsia debido a que puede ocasionar crisis convulsivas.

Se puede observar claramente que la fase B sufre de un excedente de carga que varía entre 1[kW] – 2 [kW] en comparación con las fases A y C, lo que afecta a un correcto funcionamiento de las instalaciones interiores. por lo tanto, se concluye que se debería realizar un levantamiento físico y detallado de las instalaciones interiores del Hospital para poder equilibrar las fases.

El mal funcionamiento de los equipos hospitalarios y la reducción de la vida útil de los mismos está relacionado directamente con la calidad de energía en el hospital San José de Taisha, teniendo en cuenta del sistema eléctrico al que se encuentra conectado, de la carga que representa y de la magnitud de problemas que se detectaron en el análisis de calidad, una solución es la implementación de un sistema fotovoltaico con almacenamiento, el hospital poseerá tres diferentes tipos de fuentes de energía a la que podrá recurrir en caso de que cualquiera de ellas falle, así evitando cortes de suministro.

Se realizaron los cálculos para el dimensionamiento fotovoltaico, pero debido a que el Hospital San José de Taisha es una entidad pública, para poder conectar el sistema a la red eléctrica se debe tener en cuenta la norma vigente ARCONEL 003-18.

En la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 plantea condiciones para el desarrollo e implementación y participación de consumidores que cuenten con microgeneración fotovoltaica. Dentro de la regulación se definen algunos aspectos importantes como: las características para los consumidores que deseen instalar *un  $\mu$ SFV*, metodología de investigación, plazos de operación y los aspectos técnicos.

La Resolución Nro. ARCONEL 057-18 reforma la Regulación Nro. ARCONEL 003-18 y permite la participación de sistemas fotovoltaicos de hasta 300 kW de potencia instalada para clientes residenciales, y menor a 1000 kW para consumidores industriales o comerciales, por lo tanto, teniendo en cuenta esta Resolución, el Caso 1 que busca cubrir el 100% de la demanda energética hospitalaria y posee una potencia instalada calculada de 122.4 kW ya se encuentra dentro de los límites de potencia instalada permitida por la Resolución.

En la Regulación Nro. ARCONEL 003-18 indica que para el dimensionamiento del  *$\mu$ SFV debe realizarse con la energía mensual facturada al consumidor*, en nuestro estudio se determinó el consumo de la energía mediante siete días de mediciones con el Analizador de redes Fluke 435 Series II en el tablero principal.

En el dimensionamiento del sistema fotovoltaico híbrido se consideró el día con mayor consumo energético, basado en las mediciones realizadas en el sitio con el Analizador de redes Fluke 435 Series II. El valor de potencia de diseño fue tomado del día con mayor demanda registrada en la semana que es el día martes 15 de febrero del 2020 cuyo valor de potencia es de 33.3 kW.

La potencia instalada en el sistema fotovoltaico dimensionado para el caso 2: 80% de la energía suministrada y el Caso 3: 60% de la energía suministrada, están dentro del límite de potencia instalada máxima dada por la Regulación Nro. ARCONEL 003-18 que es de 100kW. El Caso 1: 100% de la energía demandada, la potencia instalada es de 122.4 kW para el sistema fotovoltaico supera al límite establecido por la Regulación.

En el Caso 2 el área mínima requerida para la ubicación de 289 paneles solares incluidas la conexión es de 676.01 metros cuadrados. En el Caso 3 el área mínima requerida para la ubicación de 216 paneles solares incluidas la conexión es de 505.25 metros cuadrados. El banco de baterías para los dos casos requiere un área de 36 metros cuadrados para la ubicación de 4 baterías de flujo de vanadio Cell Cube.

El 55% de las personas encuestadas tienen conocimiento acerca de los sistemas fotovoltaicos además de tener una idea sobre su funcionamiento debido a que han tenido la oportunidad de observarlos en comunidades del cantón Taisha donde se encuentran en funcionamiento algunos sistemas fotovoltaicos, también reconocen el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos para el uso domiciliario doméstico. El 50% sabe de los beneficios que pueden brindar los sistemas fotovoltaicos en zonas aisladas de la comunidad, ya que en ciertas comunidades se abastecen únicamente de energía solar fotovoltaica. El 20 % de las personas encuestadas mencionan que si existe contaminación por parte de los sistemas fotovoltaicos haciéndose referencia a su sistema de almacenamiento al terminar su vida útil y al ser mal manejados para su reciclaje.





Al momento de calificar sobre el servicio eléctrico recibido en su área el 45% de las personas dicen tener un mal servicio eléctrico las cuales la mayoría están ubicados en los departamentos donde poseen equipos de electrónicos sensibles como emergencias, sala de parto y laboratorio. El 15% del personal de salud califica al suministro de energía eléctrica como malo y el 25% como regular. El 35% de las personas encuestadas conocen sobre los peligros que conlleva tener problemas en la calidad del suministro de energía eléctrica, haciendo referencia a los cortes de suministro, flicker y parpadeos. El 30 % dicen desconectar los equipos de electrónica sensible ante corte de suministro eléctrico debido a fallas. Debido a la calidad de energía eléctrica que posee el Hospital, el 40% tienen al menos un equipo dañado.

## 5.2. RECOMENDACIONES

El Hospital experimenta incumplimiento del índice de calidad de flicker solo en la fase B, la que son producidos en su mayoría por los eventos registrados durante la medición, por lo tanto, se recomienda realizar una revisión de las instalaciones internas que son alimentadas por la fase B y verificar que no existan fallas o conexiones flojas, ya que en algunos casos estos suelen dar origen a este tipo de eventos.

Se registraron huecos de tensión (sags), que a su vez dan origen al incumplimiento en niveles de tensión, se recomienda la revisión del transformador y darle el mantenimiento adecuado, debido a que si existen fallas en los transformadores éstas aparecen en la red como eventos.

Se recomienda tener en cuenta la Regulación denominada: Marco Normativo para la Generación Distribuida, ya que aborda consideraciones sobre implementación de centrales de generación distribuida a las redes de bajo y medio voltaje, también corrige el error de la Regulación Nro. ARCONEL 003-18 de tratamiento comercial de la energía entregada a la red por centrales de generación distribuida. No se encuentra vigente en la actualidad, pero busca remplazar la Regulación ARCONEL 003-18 en un futuro.

## CAPÍTULO 6

### BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. A. C. Cuellar, «Estudio para la implementación de un sistema fotovoltaico como alternativa rural sostenible de la vereda San Roque en el Municipio de Ortega,» Tolima Manizales, 2016.
- [2] T. y. C. Ministerio de Industria, «Guía de Ahorro y Eficiencia Energética en Hospitales,» Madrid, 2012.
- [3] E. Solar, «<https://twenergy.com/energia/energia-solar/>,» [En línea].
- [4] R. Solar, «<https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/>,» [En línea].
- [5] ESMAP, «ESMAP,» World Bank Group, 2019. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/download/world>.
- [6] R. Solar, «<http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta24/vademecum17/vdm052.htm#05202a>,» [En línea].
- [7] P. d. I. G. Solar, «[https://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es03/chapter\\_3\\_ES.pdf](https://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/es03/chapter_3_ES.pdf),» [En línea].
- [8] R. Solar, «<http://calculationsolar.com/blog/?cat=2>,» [En línea].
- [9] Q. e. u. C. Solar, «<https://es.scribd.com/doc/7134723/Que-Es-Una-Constante-Solar>,» [En línea].
- [10] R. S. e. I. s. d. I. Tierra, «<https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/radiaci%C3%B3n-solar-en-la-superficie-de-la-tierra>,» [En línea].
- [11] M. d. I. R. Solar, «<https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/medici%C3%B3n-de-la-radiaci%C3%B3n-solar>,» [En línea].
- [12] J. L. d. Benito, «[www.energynews.es](http://www.energynews.es),» 2018. [En línea]. Available: <https://www.energynews.es/que-son-y-para-que-sirven-los-piranometros/>, 2018.
- [13] kippzonen, «[www.kippzonen.es](http://www.kippzonen.es),» [En línea]. Available: <https://www.kippzonen.es/Product/213/CMP3-Piranometro#.Xk2R3ChKi00>.

- [14] S. P. t. thermopile, «[www.mealabs-environment.com](http://www.mealabs-environment.com),» 2019. [En línea]. Available: <https://www.mealabs-environment.com/2019/05/pyranometer-tipe-thermopile.html>.
- [15] «[sensovant.com](http://sensovant.com),» [En línea]. Available: <http://sensovant.com/productos/pdf/meteorologia/radiacion%20solar/DR02%20v1111-sensovant.pdf>.
- [16] R. Torrez, A. Burgoa y E. Ricaldi, «Modelos de estimación de la radiación solar para el altiplano central de Bolivia».
- [17] B. Camayo Lapa, J. R. Massipe Hernandez, J. E. Pomachagua Paucar, A. Torres Ten y M. O. Quispe Flores, ««Desarrollo del modelo de Bristow Campbell para estimar la radiación solar global de la región de Junin,» 2015.
- [18] «[www.acciona.com](http://www.acciona.com),» [En línea]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>.
- [19] P. Mosquera, «En el mundo ya hay medio teravatio de energía solar fotovoltaica instalada,» 2019.
- [20] A. Barrero, «España instalará este año un 3.000% más fotovoltaica que en 2017,» 2019.
- [21] E. Pérez, «[xataxa.com](http://xataxa.com), La gran muralla china del sol: La planta solar mas grande del mundo cubre mas de 1200km2 y esta ubicado en el desierto de tengger,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.xataka.com/energia/gran-muralla-china-sol-planta-solar-grande-mundo-cubre-1-200-km2-esta-ubicada-desierto-tengger>.
- [22] Englight, «[engliht](http://englight.com), Conoce los parques solares mas grandes del mundo,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.enlight.mx/blog/conoce-los-parques-solares-mas-grandes-del-mundo>.
- [23] solar-energia.net, «[solar-energia.net](http://solar-energia.net), Tipos de células fotovoltaicas,» 2018. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos>.
- [24] electricaplicada, «[electricaplicada.com](http://electricaplicada.com), Cual es el mejor tipo de panel solar,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.electricaplicada.com/cual-es-el-mejor-tipo-de-panel-solar-mono-polycrystalline-thin-film/>.
- [25] solar.blogspot, «[solar.blogspot.com](http://solar.blogspot.com), TVF solar: Monocristalino o policristalino,» 2019. [En línea]. Available: <http://jardin-solar.blogspot.com/2015/03/monocristalino-o-policristalino.html>.
- [26] automa.solar, «[automa.solar](http://automa.solar), Tipos de pales solares,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.automa.solar/uncategorized/hello-world/>.

- [27] energiasolarfotovoltaica, «energiasolarfotovoltaica.org, Paneles solares fotovoltaicos de alto rendimiento en 2019,» 2019. [En línea]. Available: <https://energiasolarfotovoltaica.org/paneles-solares-fotovoltaicos-alto-rendimiento-2019-cuales>.
- [28] laenergiasolar, «laenergiasolar.org, Panel solar amorfo,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.laenergiasolar.org/placa-solar/panel-solar-amorfo/>.
- [29] heliosfera, «heliosfera.com, Como funciona un sistema fotovoltaico de autoconsumo,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.heliosfera.com/como-funciona-un-sistema-fotovoltaico-de-autoconsumo/>.
- [30] mheducation, «mheducation.es, Componentes de una instalacion solar fotovoltaica,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>.
- [31] greentouch, «greentouch.com.mx, Sistema FV aislado,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.greentouch.com.mx/productos/sistemas-fotovoltaicos/sistema-fv-aislado/>.
- [32] autosolar, «autosolar.es, Las dudas mas comunes sobre el autoconsumo energético fotovoltaico,» 2019. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/las-dudas-mas-comunes-sobre-el-autoconsumo-energetico-fotovoltaico>.
- [33] J. C. Lata, «researchgate.net, Estimacion del potencial urbano de sistemas fotovoltaicos en la ciudad de Guayaquil,» 2015. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/280959999\\_Estimacion\\_del\\_potencial\\_urbano\\_de\\_sistemas\\_fotovoltaicos\\_en\\_la\\_ciudad\\_de\\_Guayaquil](https://www.researchgate.net/publication/280959999_Estimacion_del_potencial_urbano_de_sistemas_fotovoltaicos_en_la_ciudad_de_Guayaquil).
- [34] M. N. M. Delgado, «Análisis técnico y económico de la migracion a un sistema de iluminacion LED alimentado por paneles fotovoltaicos en los salones de clase de la Facultad Técnica,» 2018.
- [35] J. P. Muñoz y M. V. Rojas, «SciELO.senecyt.gov.ec, Incentivo a la generacion distribuida en el Ecuador,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.eluniverso.com/tendencias/2017/06/10/nota/6222868/energia-solar-se-abre-terreno-ecuador>.
- [36] J. P. Muñoz, M. v. Rojas y C. R. Barreto, «Incentivo a la generacion distribuida en el Ecuador,» 2018.
- [37] ewwind, «ewwind.com, Entra en funcionamiento la primera central de energia solar fotovoltaica en el Ecuador,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.ewwind.com/2013/02/04/energias-renovables-entra-en-funcionamiento-la-primera-central-de-energia-solar-fotovoltaica-de-ecuador/>.

- [38] ENERSOL, «eldiario.ec, Inauguran granja solar ENERSOL,» [En línea]. Available: <http://www.eldiario.ec/noticias-manabi-ecuador/258645-inauguran-granja-solar-enersol/>.
- [39] CELEC, «celec.gov.ec, Paneles solare fotovoltaicos como soluciones de electrificación en comunidades aisladas en la Amazonia,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.php/retos-empresariales/proyectos-de-generacion-no-convencional/energia-fotovoltaica>.
- [40] eltelegrafo, «eltelegrafo.com.ec, Central de energía fotovoltaica mas grande del país estará en funcionamiento,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/regional/1/manabi-central-energia>.
- [41] D. Rastler, «Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits,» 2010.
- [42] D. Manz, J. Keller y N. Miller, «Value propositions for utility-scale energy storage,» in *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition,»* 2011.
- [43] «scielo.conicyt.cl,» [En línea]. Available: [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0718-07642014000200020&script=sci\\_arttext&tlng=en](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0718-07642014000200020&script=sci_arttext&tlng=en).
- [44] B. Zohuri, «Hydrogen Energy Technology, Renewable Source of Energy,» 2017.
- [45] P. A. M. Santos, «Gestión de la demanda de energía eléctrica en la Empresa Cartopel de Cuenca,» Universidad de Cuenca.
- [46] W. Tester, M. Drake, J. Driscoll, W. Golay y A. Peters, «Sustainable Energy, Choosing Among Options,» 2005.
- [47] G. J. M. Chicharro, «Sistemas de almacenamiento de energía,» Universidad de Valladolid, España, Julio de 2016.
- [48] G. J. Martin, «Sistemas de almacenamiento de energía,» Valladolid, 2016.
- [49] L. E. G. Segarra, «ESTUDIO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA. CASO DE ESTUDIO BATERÍA DE FLUJO REDOX DE VANADIO,» 2019.
- [50] J. Dufour, «BATERÍAS DE FLUJO REDOX: Una alternativa de carga rápida,» 2009.

- [51] C. A. Mora, «Desarrollo de un prototipo a escala laboratorio de una batería de flujo redox como sistema de almacenamiento de energía eléctrica para alta densidad de potencia,» 2016.
- [52] M. M. Moreno, CALIDAD DE SUMINISTRO ELECTRICO: HUECOS DE TENSION. MITIGACIÓN DE SUS EFECTOS EN LAS PLANTAS INDUSTRIALES., Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, Junio de 2013.
- [53] I. R. d. I. Barreda, ANALISIS DE HUECOS DE TENSION EN LAS REDES DE DISTRIBUCION, Madrid: Universidad Politecnica de Madrid, 2017.
- [54] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL-053/18,» 2018.
- [55] ARCONEL, REGULACIÓN ARCONEL Nro. 004/15, 2015.
- [56] CONELEC, Regulacion CONELEC 006-00 Procedimientos de Despacho y Operacion., Quito.
- [57] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL - 042/18,» Quito, 2018.
- [58] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL 057/18,» Quito, 2018.
- [59] ARCONEL, «Regulación Nro. ARCONEL XXX/19: Marco Normativo para la participación de la Generación Distribuida,» Quito, 2019.
- [60] IEEE, Recommend Practice for Power and Grounding Electronic Equipment, IEEE, 2005.
- [61] IEEE, Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, New York: IEEE, 2014.
- [62] IEEE, «IEEE Std 519-1992,» 1992.
- [63] G. a. d. m. d. c. Tisha, «Actualizacion del plan de desarrollo y ordenamiento territorial del canton Taisha,» Morona Santiago, 2014-2019.
- [64] L. E. U. Flores, «Procedimiento para la electrificacion en zons aisladas: caso canton Taisha, Morona santiago,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2015.
- [65] ARCONEL, Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018, Quito, 2018.
- [66] L. G. M. ZHUMI, DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA ii ETSARI, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2012.
- [67] A. m. 5212, «Tipología para homologar establecimientos de salud por niveles,» 2015.

- [68] [www.ubica.ec](http://www.ubica.ec), «[www.ubica.ec](http://www.ubica.ec),» [En línea]. Available: <https://www.ubica.ec/info/HOSPITAL-BASICO-SAN-JOSE-DE-TAISHA>.
- [69] [igener.cl](http://igener.cl), «[igener.cl](http://igener.cl),» [En línea]. Available: <https://igener.cl/producto/generador-electrico-diesel-yangdong-20-kva-16-kw-version-1/>.
- [70] kippzonen, «AMPBOX-Amplificador».
- [71] [cedesa](http://cedesa.com.mx), «[cedesa.com.mx](http://cedesa.com.mx),» [En línea]. Available: [www.cedesa.com.mx/fluke/analizadores/calidad-energia/435-II/](http://www.cedesa.com.mx/fluke/analizadores/calidad-energia/435-II/).
- [72] IEEE 1100, «Circulación de Tensión y Corriente por neutro según ANSI IEEE 1100,» 2005.
- [73] D. I. C. Navntoft y I. N. B, Diferencia entre los diferentes tipos de onda generada por los inversores., Manual de generación distribuida solar fotovoltaica..
- [74] C. E. S. Systems, «CellCube Energy Storage Systems,» Junio 2019. [En línea]. Available: <https://www.cellcubeenergystorage.com/>.
- [75] J. R. Allue, «Central solar fotovoltaica 500 kW,» Universidad de la Roja, 2013.
- [76] G. R. M. C. J. S. Mario Battioni, «EVALUACION DE DISTINTOS METODOS PARA ESTIMAR LA TEMPERATURA DE OPERACION DE MODULOS FOTOVOLTAICOS Y ESTIMACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA POR EFECTO DE LA TEMPERATURA,» IFIS Litoral – CONICET-UNL, Santa Fe, 2016.
- [77] [es.wikipedia.org](http://es.wikipedia.org), [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Piran%C3%B3metro>.
- [78] «[es.wikipedia.org](http://es.wikipedia.org),» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Pirheli%C3%B3metro>.
- [79] [energia.gov](http://energia.gov.ec), «[energia.gov.ec](http://energia.gov.ec), Atlas solar de Ecuador con fines de generacion eléctrica,» 2018. [En línea]. Available: <http://energia.gov.ec/cie/wp-content/uploads/2017/09/AtlasSolar.pdf>.
- [80] ARCONEL, REGULACIÓN Nro. ARCONEL 003 / 18, 2018.
- [81] S. 1.-1. IEEE, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, USA: IEEE New York, 1995.



## 6.1.ANEXO 1.- Resumen de resultados de los armónicos Individuales de voltaje.

Tabla 6.1.1 Armónicos Individuales Fase A.  
Fuente Autores.

ARMONICAS INDIVIDUALES FASE A					
Clasificación	Orden	Límite	# M > Lím	% > Límite	% < Límite
Armónicas Individuales Impares múltiplos de 3	3	5,00	2	0,20%	99,8%
	9	1,50	2	0,20%	99,80%
	15	0,30	138	13,69%	86,31%
	21	0,20	0	0,00%	100,00%
	27	0,20	2	0,20%	99,80%
	33	0,20	2	0,20%	99,80%
	39	0,20	2	0,20%	99,80%
Armónicas Individuales Impares no múltiplos de 3	5	6,00	2	0,20%	99,80%
	7	5,00	2	0,20%	99,80%
	11	3,50	2	0,20%	99,80%
	13	3,00	2	0,20%	99,80%
	17	2,00	2	0,20%	99,80%
	19	1,50	2	0,20%	99,80%
	23	1,50	2	0,20%	99,80%
	25	1,50	2	0,20%	99,80%
	29	1,32	2	0,20%	99,80%
	31	1,25	2	0,20%	99,80%



	35	1,13	2	0,20%	99,80%
	37	1,08	2	0,20%	99,80%
Armónicas Individuales Pares	2	2,00	2	0,20%	99,80%
	4	1,00	2	0,20%	99,80%
	6	0,50	2	0,20%	99,80%
	8	0,50	2	0,20%	99,80%
	10	0,50	2	0,20%	99,80%
	12	0,50	2	0,20%	99,80%
	14	0,50	2	0,20%	99,80%
	16	0,50	2	0,20%	99,80%
	18	0,50	2	0,20%	99,80%
	20	0,50	2	0,20%	99,80%
	22	0,50	2	0,20%	99,80%
	24	0,50	0	0,00%	100,00%
	26	0,50	2	0,20%	99,80%
	28	0,50	2	0,20%	99,80%
	30	0,50	2	0,20%	99,80%
	32	0,50	2	0,20%	99,80%
	34	0,50	2	0,20%	99,80%
	36	0,50	2	0,20%	99,80%
	38	0,50	2	0,20%	99,80%

Tabla 6.1.2 Armónicos Individuales Fase B.

Fuente Autores.

ARMONICAS INDIVIDUALES FASE B					
Clasificación	Orden	Límite	# M > Lím	% > Límite	% < Límite
Armónicas Individuales Impares múltiplos de 3	3	5,00	2	0,20%	99,8%
	9	1,50	2	0,20%	99,80%
	15	0,30	46	4,56%	95,44%
	21	0,20	0	0,00%	100,00%
	27	0,20	2	0,20%	99,80%
	33	0,20	2	0,20%	99,80%
	39	0,20	2	0,20%	99,80%
Armónicas Individuales Impares no múltiplos de 3	5	6,00	2	0,20%	99,80%
	7	5,00	2	0,20%	99,80%
	11	3,50	2	0,20%	99,80%
	13	3,00	2	0,20%	99,80%
	17	2,00	2	0,20%	99,80%
	19	1,50	2	0,20%	99,80%
	23	1,50	2	0,20%	99,80%
	25	1,50	2	0,20%	99,80%
	29	1,32	2	0,20%	99,80%
	31	1,25	2	0,20%	99,80%



	35	1,13	2	0,20%	99,80%
	37	1,08	2	0,20%	99,80%
Armónicas Individuales Pares	2	2,00	2	0,20%	99,80%
	4	1,00	2	0,20%	99,80%
	6	0,50	2	0,20%	99,80%
	8	0,50	2	0,20%	99,80%
	10	0,50	2	0,20%	99,80%
	12	0,50	2	0,20%	99,80%
	14	0,50	2	0,20%	99,80%
	16	0,50	2	0,20%	99,80%
	18	0,50	2	0,20%	99,80%
	20	0,50	2	0,20%	99,80%
	22	0,50	2	0,20%	99,80%
	24	0,50	0	0,00%	100,00%
	26	0,50	2	0,20%	99,80%
	28	0,50	2	0,20%	99,80%
	30	0,50	2	0,20%	99,80%
	32	0,50	2	0,20%	99,80%
	34	0,50	2	0,20%	99,80%
	36	0,50	2	0,20%	99,80%
	38	0,50	2	0,20%	99,80%
	40	0,50	2	0,20%	99,80%



Tabla 6.1.3 Armónicos Individuales Fase C.

Fuente Autores.

ARMONICAS INDIVIDUALES FASE C					
Clasificación	Orden	Límite	# M > Lím	% > Límite	% < Límite
Armónicas Individuales Impares múltiplos de 3	3	5,00	2	0,20%	99,8%
	9	1,50	2	0,20%	99,80%
	15	0,30	17	1,69%	98,31%
	21	0,20	0	0,00%	100,00%
	27	0,20	2	0,20%	99,80%
	33	0,20	2	0,20%	99,80%
	39	0,20	2	0,20%	99,80%
Armónicas Individuales Impares no múltiplos de 3	5	6,00	2	0,20%	99,80%
	7	5,00	2	0,20%	99,80%
	11	3,50	2	0,20%	99,80%
	13	3,00	2	0,20%	99,80%
	17	2,00	2	0,20%	99,80%
	19	1,50	2	0,20%	99,80%
	23	1,50	2	0,20%	99,80%
	25	1,50	2	0,20%	99,80%
	29	1,32	2	0,20%	99,80%
	31	1,25	2	0,20%	99,80%
	35	1,13	2	0,20%	99,80%
	37	1,08	2	0,20%	99,80%

<b>Armónicas Individuales Pares</b>	2	2,00	2	0,20%	99,80%
	4	1,00	2	0,20%	99,80%
	6	0,50	2	0,20%	99,80%
	8	0,50	2	0,20%	99,80%
	10	0,50	2	0,20%	99,80%
	12	0,50	2	0,20%	99,80%
	14	0,50	2	0,20%	99,80%
	16	0,50	2	0,20%	99,80%
	18	0,50	2	0,20%	99,80%
	20	0,50	2	0,20%	99,80%
	22	0,50	2	0,20%	99,80%
	24	0,50	0	0,00%	100,00%
	26	0,50	2	0,20%	99,80%
	28	0,50	2	0,20%	99,80%
	30	0,50	2	0,20%	99,80%
	32	0,50	2	0,20%	99,80%
	34	0,50	2	0,20%	99,80%
	36	0,50	2	0,20%	99,80%
	38	0,50	2	0,20%	99,80%
	40	0,50	2	0,20%	99,80%

## 6.2. ANEXO 2.- Cálculos dimensionamiento sistema fotovoltaico

### 6.2.1. Cálculos Energía real diaria.

$$Er = \frac{Ed}{Rt}$$

Donde:

$Er$ : Energía real diaria

$Ed$ : Energía diaria requerida.

$Rt$ : Pérdida total en todos los elementos

$Rt$  Representa las pérdidas totales en todo el sistema fotovoltaico y puede ser calculada con la siguiente ecuación.

$$Rt = (1 - K_b - K_c - K_r - K_v) * (1 - \frac{K_a * N}{P_d})$$

$$Rt = (1 - 0.1 - 0.04 - 0.002 - 0.05) * (1 - \frac{0.001 * 1}{0.95})$$

$$Rt = 0.8072$$

Entonces, la energía real que equivale al 100% vendrá dado por:

$$Er = \frac{324,13 \text{ kWh /día}}{0.8072}$$

$$Er = 401.548 \text{ kWh/día}$$

### 6.2.2. Cálculos Factor de planta:

$$\text{Energía anual por Panel} = \text{Potencia Panel} * H_{sp} * 365$$

$$\text{Energía anual por Panel} = 340 * 3.44 * 365$$



$$\text{Energía anual por Panel} = 426904$$

Donde:

$H_{sp}$ ; Hora solar pico obtenida de las mediciones en el sitio.

$$\text{Factor}_{\text{planta}} = \frac{\text{Energía anual por panel}}{24 (h) * 365 * \text{Potencia panel}}$$

$$\text{Factor}_{\text{planta}} = \frac{426904}{24 * 365 * 340}$$

$$\text{Factor}_{\text{planta}} = 0.143$$

### 6.2.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico Caso 1: 100% de la energía demandada.

$$\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} \text{Emensual}_i (kWh) = 146565 kWh$$

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} \text{Emensual}_i (kWh)}{\text{Factor}_{\text{planta}} * 8760 (h)}$$

Donde:

$\text{Emensual}_i$ : energía mensual facturada por el consumidor. (Estudio técnico).

$\text{Factor}_{\text{planta}}$ : Depende del estudio técnico realizado para cada sitio.

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{146565 kWh/año}{0.143 * 8760 (h)}$$

$$\text{Capacidad nominal instalada} = 117 kW$$

#### 6.2.3.1. Dimensionamiento de los inversores.

$$\text{Potencia Inversor} = \text{Capacidad nominal instalada} * \left(1 + \frac{\% \text{peridas}}{100}\right)$$

$$\text{Potencia inversor} = 117kW * 1.05 = 122.85 kW$$



Tabla 6.2.1 Tabla de características inversor.

Inversor de string ABB PSV-120-TL de 120 kW	
Entrada	PSV-120-TL
Tensión de entrada de CC máxima absoluta $V_{max}$	1000 V
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha $V_{start}$	420 V (400...500 V)
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ( $V_{dcmin} \dots V_{dcmax}$ )	360...1000 V
Número de MPPT independientes	6
Tensión de entrada de CC máxima para cada MPPT	570...850 v
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $P_{MPPT, max}$ )	123 000 W
Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $I_{dcmax}$ )	36 A
Corriente máxima de cortocircuito de entrada ( $I_{scmax}$ ) para cada MPPT	50 A

### 6.2.3.2. Número Máximo de Paneles por inversor.

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ inversor} = \frac{P_{cc \text{ Max Inversor}}}{P_p \text{ Modulo Fotovoltaico}}$$

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ inversor} = \frac{123000 \text{ W}}{340 \text{ W}}$$

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ inversor} = 361,7 = 360$$

### 6.2.3.3. Número Máximo de Paneles por entrada MPPT.

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ Mppt} = \frac{P_{cc \text{ Max Mppt}}}{P_p \text{ Modulo Fotovoltaico}}$$

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ Mppt} = \frac{20500 \text{ W}}{340 \text{ W}}$$

$$\# \text{ Maximo Paneles } x \text{ Mppt} = 60$$

#### 6.2.3.4. Número máximo de módulos en serie.

$$T_{amin} = 13.8$$

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20)$$

$$T_c = 13,6 + \frac{0}{800} * (45 - 20) = 13.6$$

Para la mínima temperatura ambiente registrada en la zona tenemos una temperatura de celda = 13.6 °C. Se procede a calcular la variación de la tensión MPPT para estas condiciones.

$$\Delta V_{mpp} = \Delta V_{oc} * (T_c - 25)$$

$$\Delta V_{mpp} = -0.32\% * (13.6 - 25)$$

$$\Delta V_{mpp}(13.6^\circ\text{C}) = 3.648\%$$

Se calcula la tensión MPPT que se estima tendrá el módulo fotovoltaico a una temperatura de 13.6 °C.

$$V_{mpp}(T_c) = V_{mpp} * (1 + \frac{\Delta V_{mpp}}{100})$$

$$V_{mpp}(13.6^\circ\text{C}) = 38.3 \text{ V} * (1 + \frac{3.648}{100})$$

$$V_{mpp}(13.6^\circ\text{C}) = 39.7 \text{ V}$$

Donde:

$\Delta V_{oc}$ : Variación de la tensión de circuito abierto

$V_{mpp}$ : Tensión característica del módulo en el punto de máxima potencia

$\Delta V_{mpp}$ : Variación de tensión en condiciones de temperatura ambiente.

El número máximo de paneles en serie que puede soportar un inversor está dado por:

$$\#MaxPaneles_{Serie} = \frac{Voltaje\ limite\ superior\ MPP}{V_{mpp}(13.6^{\circ}C)}$$

Entonces tenemos:

$$\#MaxPaneles_{Serie} = \frac{850V}{39.7V} = 21.41$$

Por lo que podemos decir que el límite máximo de paneles en serie que puede soportar nuestro inversor para las condiciones planteadas anteriormente es de 21 módulos.

#### 6.2.3.5. Número mínimo de paneles en serie.

$$T_a = 30^{\circ}C$$

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20)$$

$$T_c = 30^{\circ}C + \frac{1000\ W/m^2}{800\ W/m^2} * (45^{\circ}C - 20^{\circ}C)$$

$$T_c = 61.25^{\circ}C$$

Tensión de Máxima potencia:

$$\Delta V_{mpp} = \Delta V_{oc} * (T_c - 25)$$

$$\Delta V_{mpp} = -0.32 * (61.25 - 25) = -11.6$$

$$V_{mpp}(61.25^{\circ}C) = V_{mpp} * \left(1 + \frac{\Delta V_{mpp}}{100}\right)$$

$$V_{mpp}(61.25^{\circ}C) = 38.3V * \left(1 + \frac{-11.6}{100}\right) = 33.86V$$

Por lo tanto, el número mínimo de módulos en serie que podrían ser conectados a nuestro inversor vendría dado por la siguiente expresión:

$$\#MinModulos_{SERIE} = \frac{Voltaje\ límite\ inferior\ Mpp}{Vmpp(61.25^{\circ}C)}$$

$$\#MinModulos_{SERIE} = \frac{570\ V}{33.86V} = 16.83 \approx 17$$

#### 6.2.3.6. Número máximo de ramales en paralelo por entrada MPPT.

$$T_c = 61.25^{\circ}C$$

$$\Delta I_{cc_{tc}} = \Delta I_{cc} * (T_c - 25)$$

$$\Delta I_{cc_{tc}} = 0.047 * (61.25 - 25) = 1.7$$

$$I_{cc_{T_c}} = I_{cc} * \left(1 + \frac{\Delta I_{cc_{tc}}}{100}\right)$$

$$I_{cc_{T_c}} = 951A * \left(1 + \frac{1.7}{100}\right) = 9.672$$

Máximo de ramales en paralelo:

$$\#MaxParalelo = \frac{I_{max\ inversor}}{I_{cc_{T_c}}}$$

Por lo tanto:

$$\#MaxParalelo = \frac{36}{9.672} = 3.72 \approx 3$$

Como se tiene 6 entradas MPPT tenemos:

$$\#MaxParalelo\ por\ Inversor = 18$$

Teniendo en cuenta que no se puede conectar más de 3 ramales en paralelo por MPPT.

#### 6.2.3.7. Potencia instalada del parque fotovoltaico.

$$PotenciaI = PpModulofotovoltaico * \#ModulosenSerie * \#RamalesParalelo$$

De la cual se calcula la siguiente tabla de potencias para las distintas combinaciones posibles:

Tabla 6.2.2 Tabla de potencias de las combinaciones serie paralelo Caso 1

		Serie				
		17	18	19	20	21
Paralelo	12	69360	73440	77520	81600	85680
	13	75140	79560	83980	88400	92820
	14	80920	85680	90440	95200	99960
	15	86700	91800	96900	102000	107100
	16	92480	97920	103360	108800	114240
	17	98260	104040	109820	115600	121380
	18	104040	110160	116280	122400	128520

Los resultados del caso 1 son:

$$* \#ModulosenSerie = 20$$

$$* \#RamalesParalelo = 18$$

$$Numero\ de\ inversores = 1$$

$$Potencia\ instalada = 122400\ W$$

#### 6.2.4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico Caso 2: 80% de la energía demandada.

$$\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i\ (kWh) = 117.165\ kWh/Año$$

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i\ (kWh)}{Factor_{planta} * 8760\ (h)}$$

Donde:

$Emensual_i$ : energía mensual facturada por el consumidor. (Estudio técnico).

$Factor_{planta}$ : Depende del estudio técnico realizado para cada sitio.

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{117.165\ kWh/año}{0.143 * 8760\ (h)}$$

$$Capacidad\ nominal\ instalada = 93.531kW$$

Multiplicando por el 5% de pérdidas en el inversor

$$Potencia\ inversor = 93.531 * 1.05 = 98.20\ kW$$

Tabla 6.2.3 Tabla de características del inversor.

Inversor de string ABB PSV-100-TL de 100 kW	
Entrada	PSV-100-TL
Tensión de entrada de CC máxima absoluta $V_{max}$	1000 V
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha $V_{start}$	420 V (400...500 V)
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ( $V_{dcmin} \dots V_{dcmax}$ )	360...1000 V
Potencia Nominal de entrada de CC ( $V_{dcr}$ )	102000 W
Tensión nominal de entrada de CC $V_{dcr}$	720 V
Número de MPPT independientes	6
Tensión de entrada de CC máxima para cada MPPT	480...850 V
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $P_{MPPT, max}$ )	17 500 W



Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $I_{dcmax}$ )	36 A
Corriente máxima de cortocircuito de entrada ( $I_{scmax}$ ) para cada MPPT	50 A

#### 6.2.4.1. Número Máximo de Paneles por inversor.

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ inversor} = \frac{P_{cc \text{ Max Inversor}}}{P_p \text{ Modulo Fotovoltaico}}$$

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ inversor} = \frac{102000 \text{ W}}{340 \text{ W}}$$

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ inversor} = 300$$

#### 6.2.4.2. Número Máximo de Paneles por entrada MPPT.

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ Mppt} = \frac{P_{cc \text{ Max Mppt}}}{P_p \text{ Modulo Fotovoltaico}}$$

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ Mppt} = \frac{17500 \text{ W}}{340 \text{ W}}$$

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ Mppt} = 51.4 \approx 51$$

#### 6.2.4.3. Número máximo de módulos en serie.

$$T_{amin} = 13.8$$

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20)$$

$$T_c = 13,6 + \frac{0}{800} * (45 - 20) = 13.6$$

Para la mínima temperatura ambiente registrada en la zona tenemos una temperatura de celda = 13.6 °C. Se procede a calcular la variación de la tensión Mpp para estas condiciones.

$$\Delta V_{mpp} = \Delta V_{oc} * (T_c - 25)$$

$$\Delta V_{mpp} = -0.32\% * (13.6 - 25)$$

$$\Delta V_{mpp}(13.6^{\circ}\text{C}) = 3.648\%$$

Se calcula la tensión MPPT que se estima tendrá el módulo fotovoltaico a una temperatura de 13.6 °C.

$$V_{mpp}(T_c) = V_{mpp} * (1 + \frac{\Delta V_{mpp}}{100})$$

$$V_{mpp}(13.6^{\circ}\text{C}) = 38.3 \text{ V} * (1 + \frac{3.648}{100})$$

$$V_{mpp}(13.6^{\circ}\text{C}) = 39.7 \text{ V}$$

Donde:

$\Delta V_{oc}$ : Variación de la tensión de circuito abierto

$V_{mpp}$ : Tensión característica del módulo en el punto de máxima potencia

$\Delta V_{mpp}$ : Variación de tensión en condiciones de temperatura ambiente.

El número máximo de paneles en serie que puede soportar un inversor está dado por:

$$\#MaxPaneles_{serie} = \frac{\text{Voltaje límite superior MPP}}{V_{mpp}(13.6^{\circ}\text{C})}$$

Entonces tenemos:

$$\#MaxPaneles_{serie} = \frac{850 \text{ V}}{39.7 \text{ V}} = 21.41 \approx 21$$

Por lo que podemos decir que el límite máximo de paneles en serie que puede soportar nuestro inversor para las condiciones planteadas anteriormente es de 21 módulos.

#### 6.2.4.4. Número mínimo de paneles en serie.

$$T_a = 30^\circ\text{C}$$

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20)$$

En los cálculos del caso 1 tenemos:

$$T_c = 61.25^\circ\text{C}$$

Tensión de Máxima potencia:

$$V_{mpp}(61.25^\circ\text{C}) = 33.86\text{V}$$

Por lo tanto, el número mínimo de módulos en serie que podrían ser conectados a nuestro inversor vendría dado por la siguiente expresión:

$$\#MinMódulos_{SERIE} = \frac{\text{Voltaje límite inferior } Mpp}{V_{mpp}(61.25^\circ\text{C})}$$

$$\#MinModulos_{SERIE} = \frac{480\text{ V}}{33.86\text{V}} = 14.17 \approx 14$$

#### 6.2.4.5. Número máximo de ramales en paralelo del inversor.

$$T_c = 61.25^\circ\text{C}$$

$$\Delta I_{cc_{tc}} = \Delta I_{cc} * (T_c - 25)$$

Del cálculo realizado en el caso 1 tenemos:

$$\Delta I_{cc_{tc}} = 1.7$$

$$I_{cc_{Tc}} = I_{cc} * \left(1 + \frac{\Delta I_{cc_{tc}}}{100}\right)$$

$$I_{cc_{Tc}} = 9.672$$

Máximo de ramales en paralelo que admite cada entrada MPPT:

$$\#MaxParalelo = \frac{I_{max\ MPPT}}{I_{cc_{Tc}}}$$

Por lo tanto:

$$\#MaxParaleloMPPT = \frac{36}{9.672} = 3.72 \approx 3$$

Como se tiene 6 entradas MPPT tenemos:

$$\#MaxParalelo Inversor = 18$$

Teniendo en cuenta que no se puede conectar más de 3 ramales en paralelo por MPPT.

#### 6.2.4.6. Potencia instalada del parque fotovoltaico.

$$PotenciaI = PpModulofotovoltaico * \#ModulosenSerie * \#RamalesParalelo$$

De la cual se calcula la siguiente tabla de potencias para las distintas combinaciones posibles:

Tabla 6.2.4 Tabla de potencias de las combinaciones serie paralelo Caso 2

		Serie						
		14	15	16	17	18	19	20
Paralelo	13	61880	66330	70720	75140	79560	83980	88400
	14	66640	71400	76160	80920	85680	90440	95200
	15	71400	76500	81600	8700	91800	96900	102000
	16	76160	81600	87040	92480	97920	103360	108800
	17	80920	86700	92480	98260	104040	109820	115600
	18	85680	91800	97920	104040	110160	116280	122400

La potencia del inversor es de 102000 W, de la tabla podemos observar dos casos favorables, el uno es la combinación de 20 paneles en serie y 15 en paralelo, la segunda opción es tomar 17 ramales en paralelo con 17 paneles en serie. Se descarta la opción número 1 debido a que se encuentra al límite de potencia que puede admitir la entrada del inversor.

Los resultados del caso 2 son:

$$* \#ModulosenSerie = 17$$

$$* \#RamalesParalelo = 17$$

$$Numero\ de\ inversores = 1$$

$$Potencia\ instalada = 98260\ W$$

### 6.2.5. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico Caso 3: 60% de la energía demandada.

$$\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i\ (kWh) = 87928.5\ kWh$$

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i\ (kWh)}{Factor_{Planta} * 8760\ (h)}$$

Donde:

$Emensual_i$ : energía mensual facturada por el consumidor. (Estudio técnico).

$Factor_{Planta}$ : Depende del estudio técnico realizado para cada sitio.

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{87928.5\ kWh/año}{0.143 * 8760\ (h)}$$

$$Capacidad\ nominal\ instalada = 70.19kW$$

Multiplicando por el 5% de pérdidas en el inversor

$$Potencia\ inversor = 70.19\ kW * 1.05 = 73.70\ kW$$

Tabla 6.2.5 Tabla de características del inversor.

Sunny Tripower 25000TL	
Potencia máxima de CC	25550 W
Tensión de entrada máxima	1000 V
Rango de tensión MPPT	390V A 800V

Tensión de entrada min	150V
Corriente máxima de entrada, entradas A y B	33
Número de entradas MPP	A y B

#### 6.2.5.1. Número Máximo de Paneles por inversor.

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ inversor} = \frac{P_{cc} \text{ Max Inversor}}{P_p \text{ Modulo Fotovoltaico}}$$

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ inversor} = \frac{25550 \text{ W}}{340 \text{ W}}$$

$$\# \text{ Máximo Paneles } x \text{ inversor} = 75.14 \approx 75$$

#### 6.2.5.2. Número máximo de módulos en serie.

$$T_{amin} = 13.8$$

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20)$$

$$T_c = 13,6 + \frac{0}{800} * (45 - 20) = 13.6$$

Para la mínima temperatura ambiente registrada en la zona tenemos una temperatura de celda = 13.6 °C. Se procede a calcular la variación de la tensión Mpp para estas condiciones.

$$\Delta V_{mpp} = \Delta V_{oc} * (T_c - 25)$$

$$\Delta V_{mpp} = -0.32\% * (13.6 - 25)$$

$$\Delta V_{mpp}(13.6^\circ\text{C}) = 3.648\%$$

Se calcula la tensión MPPT que se estima tendrá el módulo fotovoltaico a una temperatura de 13.6 °C.

$$V_{mpp}(T_c) = V_{mpp} * \left(1 + \frac{\Delta V_{mpp}}{100}\right)$$

$$V_{mpp(13.6^{\circ}\text{C})} = 38.3 \text{ V} * (1 + \frac{3.648}{100})$$

$$V_{mpp(13.6^{\circ}\text{C})} = 39.7 \text{ V}$$

Donde:

$\Delta V_{oc}$ : Variación de la tensión de circuito abierto

$V_{mpp}$ : Tensión característica del módulo en el punto de máxima potencia

$\Delta V_{mpp}$ : Variación de tensión en condiciones de temperatura ambiente.

El número máximo de paneles en serie que puede soportar un inversor está dado por:

$$\#MaxPaneles_{Serie} = \frac{\text{Voltaje limite superior MPP}}{V_{mpp(13.6^{\circ}\text{C})}}$$

Entonces tenemos:

$$\#MaxPaneles_{Serie} = \frac{800 \text{ V}}{39.7 \text{ V}} = 20.15 \approx 20$$

Por lo que podemos decir que el límite máximo de paneles en serie que puede soportar nuestro inversor para las condiciones planteadas anteriormente es de 20 módulos.

#### 6.2.5.3. Número mínimo de paneles en Serie.

$$T_a = 30^{\circ}\text{C}$$

$$T_c = T_a + \frac{I}{800} * (T_{TONC} - 20)$$

En los cálculos del caso 1 tenemos:

$$T_c = 61.25^{\circ}\text{C}$$

Tensión de Máxima potencia:

$$V_{mpp}(61.25^{\circ}\text{C}) = 33.86\text{V}$$

Por lo tanto, el número mínimo de módulos en serie que podrían ser conectados a nuestro inversor vendría dado por la siguiente expresión:

$$\#MinModulos_{SERIE} = \frac{\text{Voltaje límite inferior } Mpp}{V_{mpp}(61.25^{\circ}\text{C})}$$

$$\#MinModulos_{SERIE} = \frac{390\text{ V}}{33.86\text{V}} = 11.51 \approx 11$$

#### 6.2.5.4. Número máximo de ramales en paralelo del inversor.

$$T_c = 61.25^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta I_{cc_{tc}} = \Delta I_{cc} * (T_c - 25)$$

Del cálculo realizado en el caso 1 tenemos:

$$\Delta I_{cc_{tc}} = 1.7$$

$$I_{cc_{Tc}} = I_{cc} * \left(1 + \frac{\Delta I_{cc_{tc}}}{100}\right)$$

$$I_{cc_{Tc}} = 9.672$$

Máximo de ramales en paralelo que admite cada entrada MPPT:

$$\#MaxParalelo = \frac{I_{max\ MPPT}}{I_{cc_{Tc}}}$$

Por lo tanto:

$$\#MaxParalelo_{MPPT} = \frac{33}{9.672} = 3.4 \approx 3$$

Como se tiene 2 entradas MPPT tenemos:

$$\#MaxParalelo\ Inversor = 6$$

Teniendo en cuenta que no se puede conectar más de 3 ramales en paralelo por MPPT.



### 6.2.5.5. Potencia instalada del parque fotovoltaico.

$$PotenciaI = PpModulofotovoltaico * \#ModulosenSerie * \#RamalesParalelo$$

De la cual se calcula la siguiente tabla de potencias para las distintas combinaciones posibles:

Tabla 6.2.6 Tabla de potencias de las combinaciones serie paralelo Caso 3

Serie											
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Paralelo	2	7480	8160	8840	9520	1020	1088	1156	1224	1292	1360
						0	0	0	0	0	0
	3	1122	1224	1326	1428	1530	1632	1734	1836	1938	2040
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	1496	1632	1768	1904	2040	2176	2312	2448	2584	2720
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	1870	2040	2210	2380	2550	2720	2890	3060	3230	3400
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	6	2244	2448	2652	2856	3060	3264	3468	3672	3876	4080
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Dimensionando el sistema para que la potencia instalada del sistema fotovoltaico no sea igual o superior a la potencia del inversor seleccionado, se elige la combinación de 12 paneles en serie con 6 ramales en paralelo para cada inversor.

Los resultados del caso 3 son:

$$* \#ModulosenSerie = 12$$

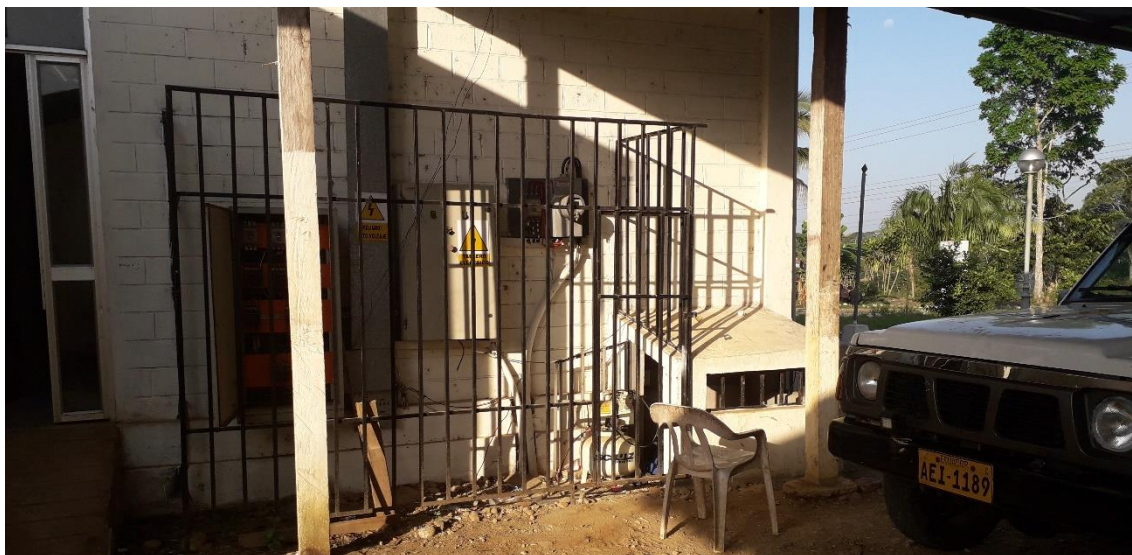
$$* \#RamalesParalelo = 6$$

$$Numero\ de\ inversores = 3$$



$$Potencia\ instalada\ SFV = 24480W * 3 = 73440\ W$$

### 6.3. ANEXO 3.- Fotografías del sitio.



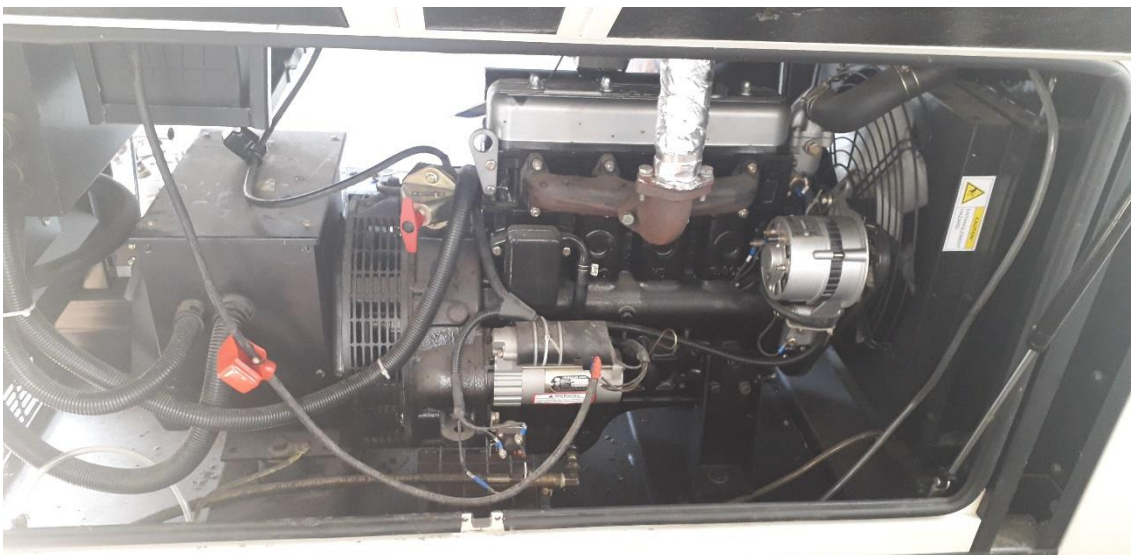
Ubicación del tablero principal del hospital básico de segundo San José de Taisha.



Instalación del Fluke Series II en el centro hospitalario.



Hospital básico de segundo nivel San José de Taisha.



Sistema electrógeno LEGGA LG22YD1



## 6.4. ANEXO 4.- Hoja de datos de los inversores.



INVERSORES FOTOVOLTAICOS

### Inversores de string ABB

PVS-100/120-TL



01

—  
01  
Inversor de string  
trifásico para  
exteriores  
PVS-100/120-TL

Esta plataforma, totalmente nueva y diseñada para inversores de string con una potencia máxima de hasta 120 kW, maximiza el retorno de la inversión en aplicaciones descentralizadas montadas tanto en tierra como en amplios tejados. Provista de seis MPPT, mejora la captación de energía incluso en condiciones de escasa luz.

#### Potencia máxima con un alto nivel de integración

El módulo de máxima potencia de hasta 120 kW ahorra recursos de instalación, ya que se precisan menos unidades. Debido a sus reducidas dimensiones, los costes logísticos y de mantenimiento también son menores. Y gracias a la desconexión de CC/CA integrada, conexiones de 24 cadenas, fusibles y protección contra sobretensiones, tampoco se necesitan cajas adicionales.

#### Facilidad de instalación

La posibilidad de instalación vertical y horizontal aumenta la flexibilidad tanto en el montaje en tierra como en tejados. Las cubiertas están provistas de bisagras y bloqueos que se abren rápidamente y reducen el riesgo de dañar el chasis y los componentes internos durante la puesta en servicio y la realización de tareas de mantenimiento.

El acceso inalámbrico normal desde cualquier dispositivo móvil facilita y agiliza la configuración del inversor y de la planta. La interfaz de usuario integrada no solo mejora la experiencia del usuario, sino que también permite acceder a ajustes avanzados en la configuración del inversor.

Y la aplicación para móvil del instalador, disponible para dispositivos Android e iOS, simplifica todavía más las instalaciones con varios inversores.

Su diseño, con secciones de cable en cobre y aluminio de hasta 185 mm<sup>2</sup>, ayuda a reducir las pérdidas de energía.

El PVS-100/120-TL es el inversor de string trifásico conectado a la nube de ABB para sistemas fotovoltaicos descentralizados y de bajo coste pensados para aplicaciones montadas en tierra y en grandes áreas comerciales.

#### Integración rápida del sistema

El protocolo Modbus/SUNSPEC estándar del sector permite una rápida integración del sistema. Dos puertos Ethernet ofrecen una comunicación rápida a las plantas de energía solar diseñada también pensando en el futuro.

#### Integración con la gama de plantas de ABB

La monitorización de sus activos se simplifica, ya que cada inversor es capaz de conectarse al Plant Portfolio Manager de ABB para garantizar sus equipos y su rentabilidad a largo plazo.

#### Diseño flexible y tolerancia a la sombra

Su topología de conversión con doble etapa y los seis MPPT garantizan una flexibilidad máxima en el diseño del sistema, ya sea en tejados o en terrenos inclinados. Gracias a esta posibilidad técnica, la captación de energía mejora incluso en condiciones de escasa luz.

#### Principales ventajas

- 6 MPPT independientes
- Inversor sin transformador
- 120 kW para 480 V CA y 100 kW para 400 V CA
- Configuración Wi-Fi de serie
- Dos puertos Ethernet para la comunicación con las plantas
- Extenso abanico de códigos de red específicos que se pueden seleccionar directamente sobre el terreno
- Topología de doble etapa para un amplio rango de entrada
- Instalación vertical y horizontal
- Cambio y sustitución rápida de cables gracias a compartimentos independientes
- Protección ambiental IP66
- Máxima eficiencia de hasta 98,9 %

## Inversores de string ABB

### PVS-100/120-TL

### De 100 a 120 kW

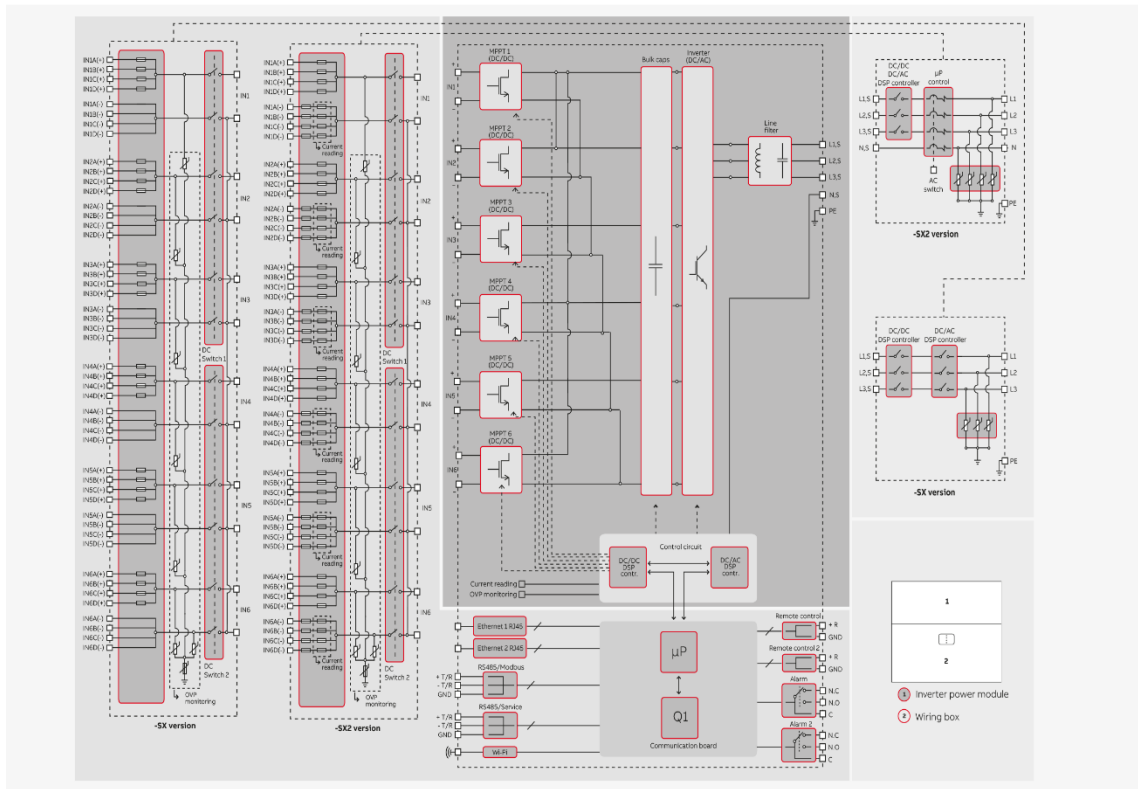


#### Datos técnicos y tipos

Código tipo	PVS-100-TL	PVS-120-TL
<b>Entrada</b>		
Tensión de entrada de CC máxima absoluta ( $V_{max,abs}$ )	1000 V	
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha ( $V_{start}$ )	420 V (400...500 V)	
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ( $V_{dcmin}...V_{dcmax}$ )	360...1000 V	
Tensión nominal de entrada de CC ( $V_{dc}$ )	620 V	720 V
Potencia nominal de entrada de CC ( $V_{dc}$ )	102 000 W	123 000 W
Número de MPPT independientes	6	
Intervalo de tensión de entrada de CC con MPPT a ( $V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$ ) a $P_{acr}$	480...850 V	570...850 V
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $P_{MPPT,max}$ )	17 500 W [480 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 850 V]	20 500 W [570 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 850 V]
Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT ( $I_{dcmax}$ )	36 A	
Corriente máxima de cortocircuito de entrada ( $I_{scmax}$ ) para cada MPPT	50 A <sup>1)</sup>	
Número de pares de entrada de CC para cada MPPT	4	
Tipo de conexión de CC	Conector de acoplamiento rápido FV <sup>2)</sup>	
<b>Protección de entrada</b>		
Protección contra polaridad inversa	Sí, desde una fuente de intensidad limitada	
Protección frente a sobretensión de entrada para cada MPPT - descargador de sobretensión sustituible	Tipo 2 con monitorización	
Control del aislamiento de una matriz fotovoltaica	Conforme a IEC62109	
Capacidad del interruptor de CC para cada MPPT	50 A / 1000 V	
Capacidad del fusible (versiones con fusibles)	15 A / 1000 V <sup>3)</sup>	
Monitorización de la corriente de string	SX2: (24 strings) Monitorización de la corriente de string individual; SX: (6 strings) Monitorización de la corriente de entrada por MPPT	
<b>Salida</b>		
Tipo de conexión con la red de CA	Trifásica 3W+PE o 4W+PE	
Potencia asignada de CA ( $P_{acr}$ @cosφ=1)	100 000 W	120 000 W
Potencia máxima de salida de CA ( $P_{acmax}$ @cosφ=1)	100 000 W	120 000 W
Potencia aparente máxima ( $S_{max}$ )	100 000 VA	120 000 VA
Tensión nominal de la red de CA ( $V_{ac,r}$ )	400 V	480 V
Intervalo de tensiones de CA	320...480 V <sup>4)</sup>	384...576 <sup>3)</sup>
Corriente máxima de salida de CA ( $I_{ac,max}$ )	145 A	
Frecuencia nominal de salida (f)	50 Hz / 60 Hz	
Intervalo de frecuencia de salida ( $f_{min}...f_{max}$ )	45...55 Hz / 55...65 Hz <sup>5)</sup>	
Factor de potencia nominal e intervalo ajustable	> 0,995, 0...1 inductiva/capacitiva con $S_{max}$ máxima	
Distorsión armónica total de la intensidad	< 3 %	
Cable de CA máximo	185 mm2 en aluminio y cobre	
Tipo de conexión de CA	Barra suministrada para conexiones de terminales M10, 4 prensacables unipolares M40 y M25, y prensacable multipolar M63 opcional	
<b>Protección de salida</b>		
Protección contra la formación de islas	De acuerdo con la normativa local	
Protección máxima contra sobreintensidad de CA externa	225 A	
Protección contra sobretensiones de salida - dispositivo de protección frente a sobretensiones sustituible	Tipo 2 con monitorización	
<b>Rendimiento de funcionamiento</b>		
Eficiencia máxima ( $\eta_{max}$ )	98,4 %	98,9 %
Eficiencia ponderada (EURO)	98,2 %	98,6 %
<b>Comunicación</b>		
Interfaces de comunicación integradas	1 RS485, 2 Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n a 2,4 GHz)	
Interfaz de usuario	4 LED, interfaz de usuario web	
Protocolo de comunicación	Modbus RTU/TCP (conforme a Sunspec)	
Herramienta de puesta en servicio	Interfaz de usuario web, aplicación para móvil/aplicación para planta	
Servicio de monitorización remota	Portal de monitorización Aurora Vision®	
Funciones avanzadas	Inicio de sesión integrado, transferencia directa y telemática de datos a la nube de ABB	
<b>Condiciones ambientales</b>		
Intervalo de temperatura ambiente	-25...+60 °C / -13...140 °F con derrateo por encima de 40 °C / 104 °F	
Humedad relativa	4 %...100 % de condensación	

## FOLLETO DEL PRODUCTO PVS-100/120-TL - INVERSORES FOTOVOLTAICOS ABB

Esquema de bloques del inversores de cadena PVS-100/120-TL de ABB



## Datos técnicos y tipos

Código tipo	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Nivel de presión sonora, típica	68 dB(A) a 1 m	
Altitud máxima de funcionamiento sin derrateo	2000 m / 6560 pies	
Condiciones físicas		
Especificación de protección ambiental	IP 66 (IP54 para sección de refrigeración)	
Refrigeración	Aire forzado	
Tamaño (Al x An x Pr)	869 x 1086 x 419 mm / 34,2" x 42,8" x 16,5"	
Peso	70 kg / 154 libras para el módulo de potencia; ~55 kg / 121 libras para la caja de cableado Total máx. 125 kg / 276 libras	
Sistema de montaje	Soporte de montaje vertical y horizontal	
Seguridad		
Nivel de aislamiento	Sin transformador	
Marcado y CEM	Conformidad CE según las directivas LV y CEM	
Seguridad	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2	
Normas de red (consulte su canal de venta para comprobar su disponibilidad)	CEI 0-16, CEI 0-21, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, JORDAN IRR-DCC-MV, AS/NZS4777.2, VDE-AR-N 4105, VDE V 0-126-1-1, VFR 2014, Belg C10-C11, UK59/3, P.O. 12.3, ITC-BT-40, EN50438 general + Irlanda, CLC-TS 50549-1/2	
Versiones del producto disponibles		
Módulo de potencia del inversor	PVS-100-TL-POWERMODULE-400	PVS-120-TL-POWERMODULE-480
Conexiones de entrada rápida de 24 strings + fusibles (unipolares y multipolares) + interruptores de CC + monitorización de la corriente de string individual (24 strings) + interruptor de CA + descargadores de sobretensión tipo 2, (CC y CA)	WB-SX2-PVS-100-TL	WB-SX2-PVS-120-TL
Conexiones de entrada rápida de 24 strings + fusibles (unipolares) + interruptores de CC + monitorización de la corriente de entrada por MPPT (6 strings) + descargadores de sobretensión tipo 2 (CC y CA)	WB-SX-PVS-100-TL	WB-SX-PVS-120-TL
Accesorios opcionales disponibles		
Soporte para cable de CA multipolar M63 + M25 (PE)	Panel de salida de CA M63 para la caja de cableado	

1) Número máximo de apertura, 5 bajo sobrecarga

2) Consulte el documento «String inverters – Product Manual appendix» (en inglés) disponible en [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) para obtener información sobre la marca y el modelo del conector de acoplamiento rápido utilizado en el inversor

3) Tamaño de fusible máximo admitido, 20 A. Adicionalmente, una entrada de string por MPPT admite 32 A. Tamaños de fusible para la conexión de dos strings por entrada

4) El intervalo de tensión de CA puede variar en función del código específico de la red del país

5) El intervalo de frecuencia de salida puede variar en función del código específico de la red del país. Observación: Las características no mencionadas específicamente en esta hoja de datos no están incluidas en el producto

## SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30

**Rentable**

- Rendimiento máximo del 98,4 %

**Seguro**

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

**Flexible**

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

**Innovador**

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

## SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.



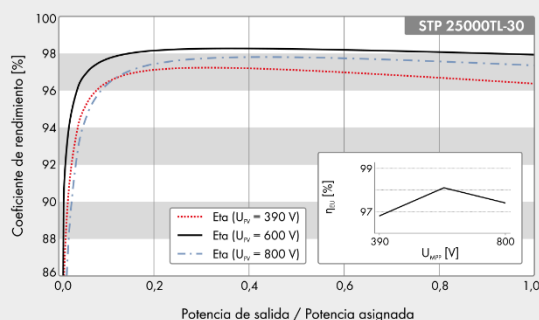


## SUNNY TRIPOWER

### 15000TL / 20000TL / 25000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$ )/potencia asignada de CC	15330 W/15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
<b>Rendimiento</b>	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
<b>Dispositivos de protección</b>	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC; III; DC: II
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
<b>Equipamiento / función / accesorios</b>	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	
Modelo comercial	STP 15000TL-30

### Curva de rendimiento



### Accesorios



● De serie ○ Opcional — No disponible  
 Datos en condiciones nominales  
 Actualizado: mayo de 2016

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$ )/potencia asignada de CC	20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3	3/3
<b>Rendimiento</b>		
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
<b>Dispositivos de protección</b>		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC; III; DC: II	I / AC; III; DC: II
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%
<b>Equipamiento / función / accesorios</b>		
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones [otros a petición]	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438		
<b>Modelo comercial</b>	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30



## 6.5. ANEXO 5.- Hoja de datos del panel

# /// PEIMAR

ITALIAN PHOTOVOLTAIC MODULES



## COMMERCIAL LINE

**SG340P**

"MADE IN ITALY" MODULE

Peimar polycrystalline solar panels made in Italy provide customers with a perfect combination of high-efficiency and versatility. Thanks to the use of high-quality solar cells, our panels achieve outstanding performance and ensure maximum production output even under poor lighting and weather conditions. The strong yet ultra-light frames, make installation easy but robust in either residential, commercial or large-scale settings.

**PID FREE****MODULE FIRE PERFORMANCE: CLASS 1****ANTI-REFLECTIVE GLASS****HAILSTORM RESISTANCE**

### CELLS

**72**  
POLY

**QTY:**  
72 CELLS  
**TYPE:**  
POLY 5BB  
**DIMENSION:**  
156.75x156.75 mm  
6.17x6.17"

### FRAME



### BACKSHEET



### JUNCTION BOX





## COMMERCIAL LINE

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS (STC)\*

	SG340P
Nominal Output (Pmax)**	340 W
Power Tolerance	0/+5 W
Voltage at Pmax (Vmp)	38.3 V
Current at Pmax (Imp)	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)**	46.73 V
Short Circuit Current (Isc)**	9.51 A
Maximum System Voltage	1500 V
Maximum Series Fuse Rating	15 A
Module Efficiency	17.51%

### MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cells	72 (6x12) polycrystalline
Solar Cells Size	156.75x156.75 mm / 6.17x6.17"
Front Cover	3.2 mm / 0.12" thick, low iron tempered glass
Back Cover	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Encapsulant	EVA (Ethylene vinyl acetate)
Frame	Anodized aluminium alloy, double wall
Frame finishing	Silver
Backsheet finishing	White
Diodes	3 Bypass diodes serviceable
Junction Box	IP67 rated
Connector	MC4 or compatible connector
Cables Length	1100 mm / 43.3"
Cables Section	4.0 mm <sup>2</sup> / 0.006 in <sup>2</sup>
Dimensions	1956x992x40 mm / 77x39x1.57"
Weight	22.5 Kg / 49.6 lbs
Max. Load (Test Load) - SF	5400 Pa - 1.5

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NMOT***	45±2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.43 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047 %/°C
Operating Temperature	-40 °C - +85 °C

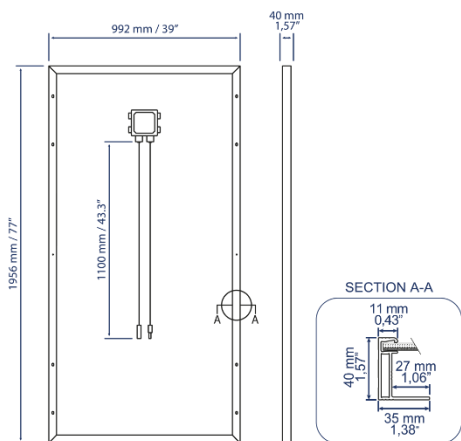
### PACKAGING\*\*\*\*

Pallet dimensions	2000x1200x1200 mm / 79x47x47"
Pieces per pallet	27
Weight	622 Kg / 1371 lbs

### CERTIFICATIONS

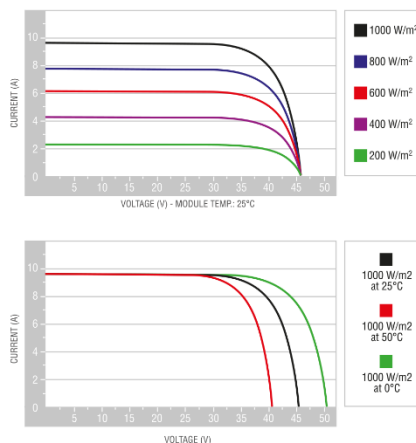
Fire Resistance Rating	1 (UNI 9177)
PID free	IEC TS 62804-1:2015

### DIMENSIONS



### CURRENT/VOLTAGE CHARACTERISTICS

Values apply to modules: SG340P



\*STC: (Standard Test Condition) Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>; Module Temperature 25°C; Air Mass 1.5

\*\*Pmax, Voc, Isc measurement tolerance: ±3%

\*\*\*NMOT: Nominal Module Operating Temperature: Sun 800W/m<sup>2</sup>; Air 20°C; Wind speed 1m/s

\*\*\*\*Pallets can be stacked up to two

It is important to point out, that all technical specifications, information and figures contained in this datasheet are estimated values. Peimar reserves the right to change the technical specifications, information and figures contained in this document at any time without notice. EN\_08/2010

**PEIMAR**  
ITALIAN PHOTOVOLTAIC MODULES

Via Creta 72, 25124 Brescia, ITALY • [www.peimar.com](http://www.peimar.com) • [info@peimar.com](mailto:info@peimar.com)

## 6.6. ANEXO 6.- Encuesta

### ENCUESTAS SOBRE LA CALIDAD DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL CENTRO HOSPITALARIO DE TAISHA - SAN JOSE

1. Sistema fotovoltaico (SFV)	SI	NO		
¿Conoce que es el SFV?				
¿Conoce cómo funciona el SFV?				
¿Conoce para qué sirve el SFV?				
¿Conoce los beneficios del SFV?				
¿Cree que existe contaminación producida por los SFV?			Aire	
			Agua	
			Suelo	

2. Servicio eléctrico.	SI	NO
¿Usted ha recibido charlas sobre riesgos y peligros en el uso de energía eléctrica?		
¿Usted ha recibido charlas para el uso eficiente de energía eléctrica?		
¿Usted sabe cómo operar los equipos durante una falla de suministro eléctrico?		
¿Se le ha dañado algún equipo correspondiente a su área, debido al suministro eléctrico?		



Califique el número de cortes en el suministro eléctrico al hospital por el intervalo de un mes.

Menor a 2 \_\_\_\_ Menor a 4 \_\_\_\_, Menor a 6 \_\_\_\_, Mayor a 8 \_\_\_\_

Califique el servicio eléctrico recibido en su área

1=Malo

5=Excelente